



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

**PROGRAMA DE POSGRADO EN ECONOMÍA
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS**

**“PLANEACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN ELÉCTRICA EN MÉXICO, 2019-2030:
P=CMg vs P=>CMg”**

TESIS

**QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
DOCTOR EN ECONOMÍA.**

**PRESENTA:
MARIO ALEJANDRO MERCADO MENDOZA.**

**TUTOR:
DR. ARMANDO SÁNCHEZ VARGAS.
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS, UNAM.**

**DR. IGNACIO PERROTINI HERNÁNDEZ.
FACULTAD DE ECONOMÍA, UNAM.**

**DR. RAFAEL BORRAYO LÓPEZ.
INSTITUTO DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS, UNAM.**

**DR. ÁNGEL DE LA VEGA NAVARRO.
FACULTAD DE ECONOMÍA, UNAM.**

**DR. MARCELO DEL CASTILLO MUSSOT.
INSTITUTO DE FÍSICA, UNAM.**

CIUDAD UNIVERSITARIA, CDMX. NOVIEMBRE 2022.



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos Complementarios:

Se agradece muy cariñosamente a la Dra. Cecilia Martín del Campo Márquez y al Maestro Ricardo Cruz del proyecto SIMISE quienes amablemente nos apoyaron con la data y nos dieron acceso a sus recursos de modelación.

Asimismo, se agradece al proyecto IV100520 “EPI-Species: Una Plataforma Universitaria de Inteligencia Epidemiológica de SARS-Cov-2” del Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica, PAPIIT a cargo del Dr. Christopher Stephens.

PLANEACIÓN DE LA MATRIZ DE GENERACIÓN
ELÉCTRICA EN MÉXICO, 2019-2050: $P = CMg$ vs $P \geq CMg$.

L^AT_EX

Tutor: Dr. Armando Sánchez Vargas

Doctorante: Mario Alejandro Mercado Mendoza

Contents

1 Mercado Eléctrico.	13
1.1 Apertura del Sector Eléctrico.	13
1.1.1 Una Mirada a los Primeros Resultados de la Liberalización	16
1.1.1.1 Diseño de Mercado No Pensado para Renovables.	22
1.2 Mercado Eléctrico Mayorista	24
1.2.1 Taxonomía de Oferta y Demanda.	25
1.2.2 Mercados Centralizados	27
1.2.2.1 Power Pool	29
1.2.2.2 Regional Transmission Organizations (RTO's) Independent System Operators (ISO)	30
1.2.3 Descubrimiento de Precios	33
1.2.3.1 Ordenación Basada en Mérito	33
1.2.3.1.1 Peligro de fijación de Precios mediante Costo Marginal.	36
1.2.3.2 Compromiso Unitario	37
1.2.3.3 Despacho Económico	38
1.2.3.4 Fijación de Precio por Locación	39
1.2.3.4.1 Nodal Pricing podría ser una estrategia equivocada.	41
1.2.3.5 El Problema del Dinero Perdido (Missing Money)	42
1.2.3.6 Una Anomalía Cada Vez Más Común: Precios Negativos	44
1.2.3.7 Volatilidad de Precios	45
1.3 Generalidades de los Mercados Eléctricos Mayoristas	47
1.3.1 Mercado Eléctrico Mayorista en México	50
1.3.2 Mercados de Corto Plazo.	53
1.3.2.1 Mercado de Día en Adelante (MDA).	53
1.3.2.2 Mercado de Hora en Adelante.	55
1.3.2.3 Mercado de Tiempo Real.	56

1.3.3	Mercados Complementarios	57
1.3.3.1	Mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL).	57
1.3.3.2	Mercado de Balance de Potencia.	58
1.3.3.3	Subasta de Derechos Financieros de Transmisión.	60
1.3.3.3.1	Contratos por Diferencias.	62
1.3.3.4	Subastas de Mediano y Largo Plazo.	62
1.3.4	Servicios Auxiliares (Conexos)	63
1.3.4.1	Regulación de Frecuencia	65
1.3.4.1.1	Fijación de Precio para Reservas	67
1.3.4.2	Operación de Isla	68
1.3.5	Transmisión.	68
1.3.5.0.1	Sistema Troncal:	69
1.3.5.0.2	Sistema Radial:	69
1.3.5.0.3	Sistema en Anillo:	69
1.3.5.0.4	Sistema en Red:	70
1.3.6	Tecnología de Redes	70
1.3.6.1	Micro-Redes	70
1.3.6.2	Generación Distribuida	71
1.3.6.3	Redes Inteligentes	72
1.4	En Suma	72
2	Importancia y Mecanismos que Permiten Alta Penetración de Renovables.	75
2.1	Introducción	76
2.2	Una Aproximación Histórica	76
2.3	Enfoques Predominantes	81
2.3.1	Economía Ambiental	81
2.3.2	Economía Ecológica	84
2.3.2.1	Termodinámica y Economía	89
2.3.2.2	Críticas a la Visión de Georgescu.	92
2.3.2.3	Crecimiento Económico y sus Límites.	93
2.3.3	Mapeo	97
2.4	Importancia Económica de la Energía como Potencial Factor de la Producción	97
2.4.1	Mapeo	103
2.5	Aspectos Ambientales y Cambio Climático	103
2.5.1	Perdida de Hielo Ártico y Colapso Glacial	109

2.5.2	Termohalina del Atlántico	113
2.5.3	ENSO	114
2.5.4	Monzón de Verano en India	115
2.5.5	Amazonas	115
2.5.6	Agua en Fondo Antártico	116
2.5.7	Derretimiento del Permafrost y Liberación de CO2 de la Tundra y del Océano	118
2.5.8	Hidratos de Gas	119
2.5.9	Mapeo	121
2.6	Potencial de las Energías Renovables en México.	122
2.6.1	Energía Solar	126
2.6.2	Energía Eólica	127
2.6.3	Mapeo	128
2.7	Métodos para Incrementar la Flexibilidad del Sistema Eléctrico.	128
2.7.1	Pronóstico Intradía	131
2.7.2	Demanda Controlable (Reactiva)	133
2.7.3	Diversificación Geográfica	134
2.7.4	Almacenamiento de Energía.	138
2.7.4.1	Hidro-Bombeo	142
2.7.4.2	Almacenamiento como Aire Comprimido	145
2.7.4.3	Flywheel	146
2.7.4.4	Batería	147
2.7.4.5	Supercapacitor	149
2.7.4.6	Almacenamiento en Hidrógeno	150
2.7.4.7	Sales Derretidas	152
2.7.4.8	Resumen de las Tecnologías	153
2.7.4.9	Almacenamiento en México	153
2.7.4.10	Viabilidad del Almacenamiento Eléctrico	155
2.7.5	Flexibilidad por Mercados	160
2.7.6	Mapeo.	161
2.8	Seguridad Energética	161
2.8.1	Seguridad Energética en México	162
2.8.2	Mapeo	171
2.9	En Suma.	172

3 Conductas No-Económicas y Posible Manipulación de Precios.	175
3.1 Introducción	176
3.2 Potenciales Comportamientos Anti-Económicos y de Corrupción Diferentes a Manipulación de Precios	178
3.2.1 Comportamiento Anti-competencia: CFE	179
3.2.2 Comportamiento Anti-competencia: Privados	182
3.2.2.1 Conglomerado Mexicano	183
3.2.2.1.1 Mexichem-Orbia	183
3.2.2.1.2 Grupo México	184
3.2.2.1.3 Deslec-Comexhidro	184
3.2.2.1.4 Cemex	185
3.2.2.1.5 Autlan	185
3.2.2.2 Conglomerado Español	186
3.2.2.2.1 Iberdrola: Manipulación de Precios en España	186
3.2.2.2.2 Iberdrola: Espionaje, Chantaje e Información Falseada en España	187
3.2.2.2.3 Asociación Gubernamental	188
3.2.2.2.4 Mediciones Ambiguas: España	189
3.2.2.2.5 Otra Visión del Fraude en España	189
3.2.2.2.6 Iberdrola en México	192
3.2.2.2.7 Abengoa, Elencor, Renovalia y Enagas en México	193
3.2.2.2.8 Naturgy (Gas Fenosa)	195
3.2.2.2.9 Aleatica México (OHL)	195
3.2.2.3 Participantes de Otras Nacionalidades	195
3.2.2.3.1 ENEL (Italia)	196
3.2.2.3.2 KEPCO y KHNP (Corea del Sur)	196
3.2.2.3.3 KEPCO (Japón)	197
3.2.2.4 En Suma.	197
3.3 Conceptos Preliminares a Manipulación de Precios.	198
3.3.1 Ofertas Virtuales.	199
3.3.1.1 Ofertas Incrementales (INC´s) Oferta Virtual, o Posiciones Cortas.	201
3.3.1.2 Ofertas Decrementales, DEC's, Demanda Virtual o Posiciones Largas.	202
3.3.2 Garantía de Suficiencia de Ingresos.	203
3.4 Manipulación de Precios	206
3.5 Aspectos Generales de la Manipulación de Precios	207
3.5.0.1 Propósito de Conducta Ilícito	209

3.5.0.2	Conducta No Económica (<i>Uneconomic Conduct</i>)	209
3.5.0.3	Conducta no consistente con los fundamentales de mercado.	209
3.5.1	El Problema del Manipulador.	210
3.5.1.1	Supuestos.	210
3.5.2	Formas Generales de Manipulación.	214
3.5.2.1	Esquemas de Manipulación entre mercados <i>Cross-Market</i>	214
3.5.2.2	Jugar con las Reglas de Mercado (<i>Gaming of Market Rules.</i>)	215
3.5.2.3	Representación Errónea	215
3.6	Técnicas de Manipulación de Mercado.	216
3.6.1	Contexto.	216
3.6.2	Estrategia: Pago a Precios de Mercado vs. Pago <i>As Bid</i>	219
3.6.3	Estrategia: Autoasignación y Rampa.	220
3.6.4	Estrategia: Evaluación de Ofertas Día a Día.	221
3.6.5	Estrategia: Uso de Despachos Excepcionales.	221
3.6.6	Estrategia: Uso de la Garantía de Suficiencia de Ingreso por Ofertas en Varios Días.	222
3.6.7	Estrategia: <i>Capacity Withholding</i>	223
3.6.8	Supervivencia de las Pequeñas	224
3.6.9	Virtual Bidding	224
3.7	¿Qué se Necesita para Probar Manipulación de Precios?	227
3.8	Aspectos Legales de la Manipulación y Poder de Mercado en México.	229
3.8.0.1	Bases del Mercado Eléctrico.	229
3.9	En Suma.	230
4	Aspectos Económicos del Mercado Eléctrico	233
4.1	Antecedentes	234
4.1.1	Ideología Contemporánea en la Industria Eléctrica	235
4.1.2	Repotenciamiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)	239
4.1.3	Cancelación de las Subastas	243
4.1.4	Modificaciones a los Certificados de Energías Limpias (CEL).	245
4.1.5	Modificaciones a las Condiciones Transmisión.	248
4.1.6	Incremento a los Costos de Generación	249
4.1.7	Indicadores de Concentración de Mercado.	253
4.1.8	Eliminación de la Independencia de Órganos Reguladores	254
4.1.9	Límites a Renovables, No Almacenamiento de Energía	256
4.1.10	En suma.	256

4.2	Antecedentes Teóricos	257
4.2.1	El Mercado Eléctrico Ideal en Competencia	257
4.2.2	Monopolio Natural y Mercado de Energía Eléctrica	258
4.3	Escenario 1: Competencia Oligopólica Federal vs. Privada	261
4.3.1	Modelo de Cournot en el Sector Eléctrico.	261
4.3.2	Supply Function Equilibrium.	262
4.3.3	Precio Fijo, Cantidad Variable = Bertrand	262
4.3.3.1	Duopolio Bertrand Simple.	263
4.3.3.2	Duopolio de Bertrand, Juegos Repetidos	266
4.3.3.3	Bertrand en Repeticiones Finitas	267
4.3.3.4	Bertrand en Repeticiones Infinitas	268
4.3.3.5	Bertrand Dinámico con Demanda Estocástica.	271
4.3.3.5.1	Supuestos	271
4.3.3.5.2	Modelo	273
4.4	Escenario 2: Posición Dominante de CFE así como la Posibilidad de Contrareforma Energética. 276	
4.4.1	Empresa o Participante Dominante.	279
4.4.1.1	Supuestos de Modelo.	279
4.4.1.2	Modelo General.	282
4.5	Alternativas a la Potencial Pérdida de Incentivos.	285
4.5.1	Aspectos legales que dan origen a las propuestas	286
4.5.2	Síntesis del Problema	290
4.5.3	Objetivo	291
4.5.4	Planteamiento de la Necesidad.	292
4.5.5	El Origen de la Propuesta: Posibles Ingresos Insuficientes y Falta de Incentivos a Eficiencia	292
4.5.6	Supuestos de la Propuesta	294
4.6	Incentivos a la Competencia	295
4.6.0.1	Propuesta 1: Fondo Jackpot del remanente del Merit-Order	296
4.6.0.1.1	Posibles fallos y alternativas para corregirlos	297
4.6.0.2	Propuesta 2: Rebate para Transacciones Bilaterales	298
4.6.1	Alternativas a los Mercados de Largo Plazo	300
4.6.1.1	Propuesta 3: Fondo Merit-Order para Largo Plazo.	301
4.6.1.2	Fondo de Capacidad-Crowdfunding	303
4.6.1.3	Aspectos Micro del Crowdfunding	304
4.6.1.3.1	Función de Utilidad del Contribuyente	305

4.6.1.3.2	Función de Producción del Generador Eléctrico	306
4.6.1.3.3	El modelo completo	306
4.6.2	Fondo Libre	307
4.6.2.1	Si no se comportan de forma competitiva se les penaliza	308
4.6.2.2	Si son competitivos, se les premia.	308
4.6.2.3	La Ilusión de Control	310
4.6.3	Near-Miss	311
4.6.4	Microeconomía del Fondo de Inversiones	312
4.6.4.0.1	Ganancia Esperada	313
4.7	¿Una Demanda más Elástica?	314
4.8	En suma	315
5	Estimaciones.	317
5.1	Hechos Estilizados	319
5.2	Simulación Climática al 2100	322
5.2.1	Modelos Relevantes	323
5.2.2	Modelación mediante MAGICC	324
5.2.2.1	Escenario A1	324
5.2.2.2	Escenario A2	325
5.2.2.3	Estimaciones.	326
5.3	Modelación mediante CLIMLAB	332
5.3.1	Cambio del Albedo	332
5.3.1.1	Retroalimentación del Albedo.	335
5.3.1.1.1	Simulación 1: Escenario Base (BaU)	336
5.3.1.1.2	Simulación 2. Escenario de calentamiento extremo	337
5.3.2	Ciclo retroalimentación de la Sensibilidad Climática	338
5.3.2.1	Escenario Base	338
5.3.2.1.1	Resultados:	339
5.3.2.2	Escenario extremo.	341
5.3.2.2.1	Resultados:	341
5.3.3	Modelos de Interacción con el Oceano	341
5.3.4	En Suma:	346
5.4	Intermitencia: Eventos de Rampa.	348
5.4.1	Definiciones.	348
5.4.2	Estimación de los Eventos de Rampa.	351

5.4.2.1	Rampas de 3 horas.	352
5.4.2.2	Rampas de 9 horas.	355
5.4.2.3	Rampas de 24 horas.	356
5.4.2.4	Eventos de Rampa por Mes.	357
5.4.2.5	Eventos de Rampa Mañana vs. Tarde	360
5.4.3	En Suma.	363
5.5	Intermitencia: Teoría de Valores Extremos.	365
5.5.1	Teoría de Univariada de Extremos.	365
5.5.1.1	Block-Maxima Approach.	366
5.5.1.2	Peaks-Over Threshold.	368
5.5.2	Teoría Multivariada de Extremos.	370
5.5.2.1	Cóputas de Extremos.	372
5.5.3	Descripción de los Datos.	374
5.5.4	Extremos Univariados en Energía Solar.	374
5.5.4.1	Block-Maxima Approach	375
5.5.4.2	Peaks-Over Threshold	377
5.5.4.3	En Suma.	379
5.5.5	Extremos Univariados en Energía Eólica.	379
5.5.5.1	Block-Maxima Approach	380
5.5.5.2	Peaks-Over Threshold	383
5.5.6	Extremos Univariados en Solar y Eólica.	385
5.5.6.1	Block-Maxima Approach	386
5.5.6.2	Peaks-Over Threshold	388
5.5.7	Extremos Multivariados en Solar y Eólica.	390
5.5.7.1	Descripción de los Datos	390
5.5.7.2	Multivariate Block-Maxima	390
5.5.7.3	Multivariate Peaks-Over Threshold	392
5.5.7.4	En Suma.	395
5.5.8	Cóputas de Valores Extremos.	395
5.5.8.1	Descripción de los datos.	396
5.5.8.2	Estimaciones.	396
5.5.8.3	En Suma.	397
5.5.9	Mitigación de la Intermitencia	399
5.6	Mitigación: Geodiversificación Mediante Optimización de Markowitz.	400
5.6.1	El Modelo de Markowitz.	400

5.6.2	Descripción de los Datos.	402
5.6.3	Portafolio para Generación Solar.	404
5.6.4	Portafolio para Generación Eólica.	410
5.6.5	Portafolio para Ambas Fuentes Generadoras.	412
5.6.6	Portafolio a Horario Completo.	419
5.6.7	En Suma.	425
5.7	Mitigación: Factores de Expansión y Almacenamiento.	426
5.7.1	Descripción de los Datos.	426
5.7.2	Escenario 1. Solar 80% Eólica 20%.	426
5.7.3	Escenario 2. Solar 50% Eólica 50%.	429
5.7.4	Escenario 3. Solar 35% Eólica 35% Base 30%.	430
5.7.5	Escenario 4. Solar 20% Eólica 40% Base 40%.	432
5.7.6	En Suma.	435
5.7.7	Trabajo Futuro.	435
5.8	Estimación de la Matriz Eléctrica en México al 2050.	436
5.8.1	Trabajos Previos Respecto a la Estimación de la Matriz Eléctrica	436
5.8.1.1	En suma	445
5.8.2	Simulaciones de la Matriz Eléctrica	446
5.8.3	Escenarios.	451
5.8.3.1	Escenario 1: Base	451
5.8.3.2	Escenario 2: CV 2 + BaU	453
5.8.3.3	Escenario 3: CV 2 + DD	454
5.8.3.4	Escenario 4: CV 2 + NZ	455
5.8.3.5	Escenario 5: Política Energética Actual.	456
5.9	Conclusiones.	459
6	Apéndice A: Glosario	465
7	Apéndice B: Otras Técnicas de Manipulación	469
7.0.1	Estrategia: Uso de Servicios Auxiliares.	469
7.0.2	Estrategia: Variante de Compensación por Rampas.	469
7.0.3	Estrategia: Abuso de Compensación de Aseguramiento de Pagos en el Mercado del Día en Adelante.	470
7.0.4	Estrategia: Uso de Tiempo Mínimo de Operación.	471
7.0.5	Estrategia: Uso de Tiempo Mínimo de Operación + Auto-Asignación.	471
7.0.6	Estrategia: Cambio de Precio en Despachos excepcionales.	472

7.0.7	Estrategia: Evitar ser Asignado en el Mercado para Asignarse en Despachos Excepcionales	472
7.0.8	Estrategia: Virtual Bidding + FTRs.	472
7.0.9	Estrategia: Ofertas Bajas y Permitir la Existencia de Generadores Pequeños.	474
7.0.10	Estrategia: Fat Boy, Inc'Ing Load.	475
7.0.11	Estrategia: Exportación de energía a otros sectores.	476
7.0.12	Estrategia: Exportaciones Vacías.	476
7.0.13	Estrategia : <i>Ricochet</i>	476
7.0.14	Estrategia: <i>Death Star</i>	477
7.0.15	Estrategia: <i>Get Shorty</i>	477
7.0.16	Estrategia: <i>Wheel-Out</i>	477
8	Apéndice C: Aspectos Regulatorios en México	479
8.1	Ofertas Virtuales	479
8.2	Transacciones Bilaterales	480
8.3	Asignación de Unidades de Central Eléctrica de horizonte extendido	480
8.4	Derechos Financieros de Transmisión	480
8.5	Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelante.	481
8.5.1	Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado en Tiempo Real	481
8.6	Ley de la Industria Eléctrica.	482
8.7	Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo	484
8.8	Mercado del Día en Adelanto	485
8.9	Mercado de Tiempo Real	486
8.10	Disposiciones para el Registro de Parámetros de Costos y Capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados.	488
9	Apéndice D: Estimaciones de Causalidad de Granger.	491
10	Apéndice E: Desarrollo del Modelo Balmorel.	497
10.1	El Modelo BALMOREL	497
10.1.1	Desarrollo del Modelo	497
10.1.2	Compromiso Unitario.	500
10.1.3	Modelo	501
11	Apéndice F: Valores Extremos	505
12	Apéndice G: Diversificación Geográfica	507

List of Tables

2.1	Direccionalidad por Autor entre Energía y Crecimiento	99
2.2	Umbrales Climáticos. Fuente: (Lenton et al., 2008), (Collins et al., 2013)	109
2.3	Potencial de Fuentes Renovables. Fuente: (IRENA, 2015)	124
2.4	Distribución del Factor de Capacidad Promedio Fuente: (IRENA, 2015)	127
2.5	Técnicas de Pronóstico Intradía. Fuente: (Pelland et al., 2014)	132
2.6	Relación de correlación, distancia y beneficios. Fuente: (Jacobson, 2012)	136
2.7	Métodos de Almacenamiento Masivo	142
2.8	Proyectos revisados. Fuente: (Ramírez, 2014)	144
2.9	Aspectos Técnicos de Almacenamiento Fuente: (Ostergard, 2011) Fuel Cell Technologies Program, US DOE 11/2/2011 HydrogenEurope.eu	153
2.10	Capacidades de los sistemas de almacenamiento. Li-Ion, Lead, Sodium entran dentro de la clasificación de batería. Fuente: (Schmidt et al., 2019)	156
2.11	Costos estimados de las tecnologías de almacenamiento. Los valores mostrados son indicativos pues estos variaban en distintas publicaciones. Fuente: (Chen et al., 2009), (Steward et al., 2009), (Schmidt et al., 2019), (Borjesson, 2018), (Mongird et al., 2019), (Klumpp, 2015), (Parrado et al., 2016), (Bitar et al., 2019), (World Energy Resources, 2016).	157
2.12	Precios por Zona Centro Sur Fuente: Analytics MEM	159
3.1	Costo de Generación de Referencia, no es universal. Fuente: Comisión Reguladora de Energía	182
3.2	Empresas Beneficiadas y Montos. Fuente: El País	189
3.3	Características Competitivas del Mercado Eléctrico Español. Fuente: Energía y Sociedad . .	191
4.1	Partición de mercado entre participantes públicos y privados, 2020.	254
5.1	Rampas en intervalos de 3 horas.	352
5.2	Rampas hacia arriba en intervalos de 3 horas.	354
5.3	Rampas hacia abajo en intervalos de 3 horas.	354
5.4	Rampas en intervalos de 9 horas.	355

5.5	Rampas hacia arriba en intervalos de 9 horas.	356
5.6	Rampas hacia abajo en intervalos de 9 horas.	356
5.7	Rampas en intervalos de 24 horas.	357
5.8	Rampas hacia arriba en intervalos de 24 horas.	357
5.9	Rampas hacia abajo en intervalos de 24 horas.	357
5.10	Rampas en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.	358
5.11	Rampas en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.	358
5.12	Rampas hacia arriba en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.	358
5.13	Rampas hacia arriba en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.	359
5.14	Rampas hacia abajo en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.	359
5.15	Rampas hacia abajo en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.	360
5.16	Tabla mañana intervalo 15	360
5.17	Tabla tarde intervalo 15	361
5.18	Tabla mañana intervalo 25	361
5.19	Tabla tarde intervalo 25	361
5.20	Tabla mañana intervalo 15	362
5.21	Tabla mañana intervalo 25	362
5.22	Tabla tarde intervalo 25	362
5.23	Tabla tarde intervalo 15	363
5.24	Tabla tarde intervalo 15	363
5.25	Tabla mañana intervalo 25	364
5.26	Tabla tarde intervalo 25	364
5.27	Estimación de parámetros	375
5.28	Estimación de retorno	376
5.29	Probabilidad de eventos extremos.	376
5.30	Estimación de parámetros	378
5.31	Probabilidad de eventos extremos.	378
5.32	Estimación de retorno	378
5.33	Estimación de parámetros	380
5.34	Estimación de retorno	381
5.35	Probabilidad de eventos extremos.	382
5.36	Estimación de parámetros	383
5.37	Probabilidad de eventos extremos.	384
5.38	Estimación de retorno	384
5.39	Estimación de parámetros	387

5.40	Estimación de retorno	387
5.41	Probabilidad de eventos extremos.	387
5.42	Estimación de parámetros	388
5.43	Probabilidad de eventos extremos.	389
5.44	Estimación de retorno	389
5.45	Estimación de parámetros.	391
5.46	ANOVA modelos m3 y m2	391
5.47	Estimación de parámetros de modelo.	393
5.48	Estimación de parámetros multivariadas	393
5.49	ANOVA modelos m1 y m2	395
5.50	Bondad de ajuste para cópulas	397
5.51	Ponderaciones de portafolios.	408
5.52	Ponderaciones de portafolios.	412
5.53	Ponderaciones de portafolios.	418
5.54	Ponderaciones de portafolios.	424
5.55	Sobrecapacidad de Generación por Escenario	435
5.56	Resumen de trabajos en generación para México, 2020-2050.	437
11.1	ADF Tests	505

List of Figures

1	Fijación de Precios Monopolio	7
2	Costos en un Monopolio Natural	7
3	Perdida de Peso Muerto en un Monopolio Natural	8
1.1	Diagrama hipotético de la demanda intradía por tipo de carga. Fuente: World Nuclear Association. Disponible en: http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx	26
1.2	Oferta-Demanda intradía de acuerdo al tipo de plantas. Fuente: World Nuclear Association. www.world-nuclear.org	28
1.3	Principales Operadores en Norteamérica. Fuente: Callme Power. https://callmepower.com/faq/energy-markets/what-is-a-wholesale-electricity-market	31
1.4	Regiones de Control del SEN. Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018	32
1.5	Asignaciones de plantas generadoras basadas en orden de mérito. Fuente: Keay, Malcom. “Electricity Markets are Broken – can they be fixed?”. OIES EL 17. (2016):1-39	35
1.6	Productos ofertados en los diferentes horizontes de tiempo. Fuente: PWC, “Summary of the Power Market Rules”. PWC Research (2015): 1-27.	36
1.7	Dinero Perdido por Topes de Precio en una Curva de Duración Fuente: (Hogan, 2005)	43
1.8	Reducción de la volatilidad al aumentar las fuentes generadoras. Fuente: Renewable Choice. https://www.renewablechoice.com/	46
1.9	Antes y después de la reforma al sector eléctrico. Fuente: Price Waterhouse Coopers, “Transformación del Sector Eléctrico Mexicano”. PWC. 2014. https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-transformacion-sector-electrico-mexicano.pdf	52
1.10	Secuencia de asignación para los servicios auxiliares. Fuente: Direct Energy. https://www.directenergy.com/ 67	
1.11	Fijación de Precio de las reservas. Tomado de “Guía de Referencia para Interactuar en el Nuevo Mercado Eléctrico”, por Ibáñez <i>et al.</i> , 2015, Cogenera México, P.15.	68

1.12	Sistema Troncal	69
1.13	Sistema Radial	69
1.14	Sistema en Anillo	69
1.15	Sistema en Red	70
2.1	Materia - Energía Fuente: Environmental Justice Organizations, Liabilities and Trade	94
2.2	Consumo Global de Energía Fuente: (Fix, 2015)	95
2.3	Emisiones 2015 de GEI por sector. Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 2015	105
2.4	Emisiones de Dióxido de Carbono Proyectadas para el año 2100. Fuente: Tollefson, Jeff. "How Hot Will Earth get by 2100?". <i>Nature</i> . April 22, 2020. Available at: https://www.nature.com/articles/d41586-020-01125-x Accessed, May 2020.	108
2.5	Balance de Masa Acumulada Glacial Promedio (mm) en 9 regiones montañosas. Fuente: (German-Watch, 2014)	111
2.6	Regiones de irradiación solar en México Source: World Bank, Global Solar Atlas Available at: https://globalsolaratlas.info/download/mexico	126
2.7	Regiones de potencial eólico en México Source: IRENA, Wind Atlas of Mexico Available at: https://irena.masdar.ac.ae/gallery/map/619	128
2.8	Hydro Almacenamiento. Fuente: Australian Renewable Energy Agency. Available at: https://arena.gov.au/projects/atlas-pumped-hydro-energy-storage/	143
2.9	Almacenamiento de Aire Comprimido. Fuente: Farzana, Yasmeen. "Techno Economical Analysis of Solid Oxide Iron-Air Redox Battery for Power Generation and Energy Storage". M.Sc. Diss. (University of South Carolina, 2016). Available at: https://www.researchgate.net/figure/Compressed-air-energy-storage-11fig2317283767 Accessed, Jan 2020	146
2.10	Flywheel. Fuente: Ratna ."Flywheel as Energy Storage Device, Calculations and Rotor Requirements". Date unavailable. Available at: https://electricalfundablog.com/flywheel-energy-storage-calculations-rotor/ Accessed, Jan 2020	147
2.11	Demanda Eléctrica. Fuente: CENACE. Available at: https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx	148
2.12	Supercapacitor Fuente: Electronic Design. Available at: https://www.electronicdesign.com/power-management/article/21801779/can-supercapacitors-surpass-batteries-for-energy-storage	149
2.13	Electrolizador. Fuente: DOE. Available at: https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis	151

2.14	Tendencia de las tecnologías de almacenamiento masivo. Fuente: Remick, Robert. and Wheeler, Douglass. "Reversible Fuel Cells Workshop". <i>National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy</i> , 2011.	154
2.15	Precios del MEM zona Centro Sur Verde = Precio en el mercado en Tiempo Real. Naranja = Precio en el mercado de Día en Adelante. Fuente: CENACE.	160
2.16	Precio de Electricidad en España y Alemania. Fuente: Statista	168
2.17	Evolución de los Combustibles. Fuente(Secretaría de Energía, 2018d)	169
2.18	Balance de Comercio Exterior de Gas Natural, México: Enero 2007- Junio 2015. Fuente(Secretaría de Energía, 2018d)	170
2.19	Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología al 31 Dec 2018 (70,053 Mw) Fuente: (Secretaría de Energía, 2019b)	171
3.1	Precios de la Electricidad Primer Semestre 2019, incluyendo impuestos. Fuente: Eurostats. Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_prices_statistics	190
3.2	Oferta Incremental	205
3.3	Restricción de la Oferta. Figura tomada de, EXXETA Consulting. Strategy of Capacity Withholding in Electricity Markets. EXXETA Consulting, 2018. http://blog.exxeta.com/energy/2017/05/11/strategy-of-capacity-withholding-in-electricity-markets/	223
3.4	Efecto precio de demanda virtual en el mercado de Día en Adelante. Fuente: (Ledgerwood Pfeifenberger, 2013)	226
3.5	Gráfico de Ganancias del esquema de manipulación de precios. Fuente: (Ledgerwood Pfeifenberger, 2013)	227
4.1	Curva de Oferta Fuente: Solar Energy Industrial Association, "Potential Impact of PV on Electricity Markets in Texas". <i>SEIA</i> . June 19, 2012. Available at: bhttps://www.seia.org/research-resources/potential-impact-solar-pv-electricity-markets-texas Accessed, Nov 2019	251
4.2	Costos Promedio Variables Intradía.	252
4.3	Costos en un Monopolio Natural	259
4.4	Función de Mejor Respuesta para una sola empresa, Caso Bertrand.	265
4.5	Función de Mejor Respuesta para dos empresas, Caso Bertrand.	266
4.6	Mercado Eléctrico Mayorista.	275
4.7	Participante Dominante Fuente: (Weisman, 2011)	285
4.8	Ejemplo de Remanente de la Asignación Basada en Mérito	296
4.9	Posible Colusión entre Oferentes	297
4.10	Margen de donde se toma del excedente para el fondo.	302
4.11	Oferta-Demanda Actuales	314

4.12 Demanda Hipotética	314
5.1 Concentración de CO ₂	327
5.2 Emisiones de CO ₂	327
5.3 Concentración de Metano	328
5.4 Emisiones de Metano	328
5.5 Cambio en el Nivel del Mar.	328
5.6 Cambio en la Temperatura.	328
5.7 Escenario A1, Variación de la Temperatura.	329
5.8 Escenario A2, Variación de la Temperatura.	330
5.9 Escenario A1, Variación de la Precipitación.	331
5.10 Escenario A2, Variación de la Precipitación.	331
5.11 Forma hipotética del Albedo en escalón.	332
5.12 Salida hipotética con salinidad baja.	333
5.13 Salida hipotética con salinidad a niveles normales.	334
5.14 Salida hipotética con alto impacto de cambio climático por CO ₂ y otros GEL.	335
5.15 Energy Budget Escenario Base.	336
5.16 Cambio de temperatura Escenario Base: Temperatura en grados centígrados vs. Latitud . . .	337
5.17 Energy Budget Escenario Extremo.	337
5.18 Cambio de temperatura Escenario Extremo: Temperatura en grados centígrados vs. Latitud .	338
5.19 Presión y temperatura para Escenario Base sin Retroalimentación.	340
5.20 Presión y temperatura para Escenario Base y con Retroalimentación.	340
5.21 Presión y temperatura para Escenario Base y con Retroalimentación escenario extremo. . . .	342
5.22 Crecimiento exponencial de CO ₂ , acelerado hacia el final del periodo de estudio.	343
5.23 Cambio de temperatura Escenario Base: Interacción superficie y océano: Escenario Base.. . .	344
5.24 Cambio de temperatura Escenario Base: Interacción superficie y océano: Escenario Extremo .	345
5.25 Eventos de rampa. Fuente: (Ferreira et al., 2010)	349
5.26 Histograma de eventos a 3 horas. Frecuencia vs Tamaño en MW.	353
5.27 Histograma de eventos a 9 horas. Frecuencia vs Tamaño en MW.	356
5.28 Histograma de eventos a hacia abajo por la tarde. Frecuencia vs Tamaño en MW.	360
5.29 Normal + división en cola.	366
5.30 Máximo por bloques. Fuente: Analyst Prep. "Parametric Approaches (II): Extreme Value." <i>Analyst Prep.</i> Oct 2, 2019. Available at: https://analystprep.com/study-notes/frm/part-2/parametric-approaches-ii-extreme-value/	367

5.31 Picos sobre umbral. Fuente: Mouradian, Alexandre. "Extreme Value Theory for the Study of Probabilistic Worst Case Delays in Wireless Networks". <i>Ad Hoc Networks</i> . Vol. 48. 2016. pp.1-15	369
5.32 Multigráfica de cópulas Fuente: Dr. Bo Chang´s Blog Available at: https://bochang.me/ .	374
5.33 Generación: Mínimos.	375
5.34 Histograma Solar, todas las regiones.	375
5.35 Ajuste de modelo valores extremos	376
5.36 Range Plot.	377
5.37 Empirical Mean Residual Life Plot.	377
5.38 Gráficos de ajuste.	378
5.39 Histograma Solar para la cola de la distribución.	379
5.40 Generación: Mínimos.	380
5.41 Histograma, todas las regiones.	380
5.42 Ajuste de modelo valores extremos	381
5.43 Estimación alternativa de Gumbel.	382
5.44 Simulación para la cola ajuste 2.	382
5.45 Range Plot.	383
5.46 Empirical Mean Residual Life Plot.	383
5.47 Gráficos de ajuste.	384
5.48 Histograma para la cola de la distribución.	385
5.49 Generación: Mínimos.	385
5.50 Histograma todas las regiones.	385
5.51 Ajuste de modelo valores extremos BMA.	386
5.52 Histograma simulación para datos extremos.	387
5.53 Range Plot.	388
5.54 Empirical Mean Residual Life Plot.	388
5.55 Gráficos de ajuste.	389
5.56 Histograma para la cola de la distribución.	390
5.57 Función de dependencia no paramétrica.	391
5.58 Función de dependencia ML.	391
5.59 Gráfico de dependencia.	392
5.60 Diagnóstico de umbral.	392
5.61 Medida espectral.	392
5.62 Umbral y curvas cuantil del modelo estimado.	393
5.63 Chi plots	394

5.64	Gráfico de dependencia de cola.	395
5.65	Densidad de la cópula T estimada.	397
5.66	Diagrama de contorno para la cópula T.	397
5.67	Regiones de control. Fuente: CENACE.	403
5.68	Heatmap.	405
5.69	Gráfico de Correlación.	405
5.70	Histogramas y Dispersión. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	406
5.71	Minimum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	406
5.72	Maximum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	407
5.73	Maximum 2 Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	407
5.74	Generación de los primeros 30 días del año. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.	408
5.75	Generación total. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días. Datos Negados.	409
5.76	heatmapWind	410
5.77	Gráfico de Correlación.	410
5.78	Histogramas y Dispersión. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	411
5.79	Minimum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	411
5.80	Maximum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	412
5.81	Generación de los primeros 30 días del año. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.	413
5.82	Generación total. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días. Datos negados.	414
5.83	Figura de Correlación. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	415
5.84	Heatmap. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	415
5.85	Histogramas y Dispersión. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	416
5.86	Minimum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	417
5.87	Maximum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	417
5.88	Generación de los primeros 30 días del año. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.	418
5.89	Generación total. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días. Datos Negados.	419
5.90	Figura de Correlación. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	420
5.91	Heatmap Solar. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	421
5.92	Histogramas y Dispersión. Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.	422
5.93	Minimum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	423
5.94	Maximum Dominant Eigen-Portfolio. Fuente: Elaboración propia.	423
5.95	Generación de los primeros 30 días del año. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en horas.	424
5.96	Generación total. Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en horas. Datos negados.	425
5.97	Oferta Inalterada.	427
5.98	Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.	428

5.99	Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.	428
5.100	Diferentes Factores de Expansión.	428
5.101	Oferta Inalterada.	429
5.102	Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.	429
5.103	Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.	429
5.104	Diferentes Factores de Expansión.	430
5.105	Oferta Inalterada.	431
5.106	Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.	431
5.107	Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.	431
5.108	Diferentes Factores de Expansión.	432
5.109	Oferta Inalterada.	433
5.110	Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.	433
5.111	Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.	433
5.112	Diferentes Factores de Expansión.	434
5.113	Mix energético de todos los modelos.	438
5.114	Core Baseline 1a	439
5.115	Policy baseline 1b	439
5.116	20% abatement (GHG) 2d	440
5.117	50% abatement (GHG) 2e	440
5.118	Mix energético y cantidad de gCO2 por kWh	441
5.119	Escenarios no restringido, Objetivo de CO2 y Main	442
5.120	Main, abatimiento al 1/3, 2/3 y total	443
5.121	Escenario Base, política actual	444
5.122	Escenario Net Zero	444
5.123	Costo por Escenario	445
5.124	Programa de Recuperación de Capacidad de Generación Hidroeléctrica Fuente: Energía a Debate con datos de la CFE.	449
5.125	Mix eléctrico escenario base	452
5.126	Emisiones de CO2	452
5.127	Precio Promedio	452
5.128	Mix eléctrico	453
5.129	Emisiones de CO2	454
5.130	Precio Promedio	454
5.131	Mix eléctrico	454
5.132	Emisiones de CO2	455

5.133	Precio Promedio	455
5.134	Mix eléctrico escenario base	455
5.135	Emissiones de CO2	456
5.136	Precio Promedio	456
5.137	Mix eléctrico escenario 4T	458
5.138	Emissiones de CO2, toneladas	458
5.139	Precio Promedio Anual (stwa) USD15/MWh	458
7.1	Efecto de Las Cargas Virtuales en el Precio. Figura tomada de, Ledgerwood, Shaun. Pfeifenger, Johannes. "Using Virtual Bids to Manipulate the Value of Financial Transmission Rights". <i>The Electricity Journal</i> Vol. 26, Issue 9, November 2013	474
7.2	Despacho Basado en Mérito. Figura tomada de, Sauvage, Jehan. Bahar, Heymi. (2013). "Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe". OECD Trade and Environment Working Papers. 10.1787/5k4869cdwnzren.	475
11.1	Solar autocorrelograma: niveles	505
11.2	Solar autocorrelograma: primera diferencia	505
11.3	Declustered series	506
11.4	Viento autocorrelograma: niveles	506
11.5	Viento autocorrelograma: primera diferencia	506
11.6	Declustered wind series	506

Dedicada con todo cariño a:

Mi Mamá, quien toda mi vida me ha apoyado incondicionalmente en todas mis aventuras, quien me ha enseñado tanto, quien dio la cara por la familia en todo momento y estuvo viendo por mi, siempre privándose de su bienestar para asegurarse que el mío estuviera garantizado, quien ha sido mi estrella y la inspiración más grande de mi vida... A mi mami, a quien amo con toda el alma, y a quien le debo este gran logro, a ti, a quien le debo todo lo que soy, a quien nunca me va a alcanzar el tiempo para pagarle todo lo que has hecho por mi, te dedico con todo mi amor este logro ¡¡¡este logro es tuyo!!!

También se la dedico a Cookie a Rayo y a Pavo, quienes siempre han iluminado y dado sentido a mi vida,

A mi familia, a mis hermanos Luis e Iván y a mis sobrinos, Michelle, Xime y Emi.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, por haberme dado la oportunidad de hacer realidad mis sueños de investigación, por nunca haberme dado la espalda en mis aventuras intelectuales, por siempre haberme dado un espacio para soñar y para dejar libre a la curiosidad, un lugar donde yo he encontrado paz, cobijo y una total satisfacción personal. A mi querida UNAM, a mi segundo hogar, quien me ha dado la oportunidad de ser alguien en la vida, a ti mi querida Universidad, centro de enseñanza, de sabiduría y de superación, te lo dedico con todo mi amor.

Agradecimientos Especiales

Dr. Armando Sánchez Vargas.

A mi muy querido Amigo, quien siempre me dio la oportunidad en su equipo, quien siempre me abrió la puerta cuando yo tuve la necesidad, quien no me dejó caer cuando estuve cerca del abismo, a ti mi querido amigo, por haberme dado la oportunidad de emprender esta gran aventura académica, por siempre haber confiado en mi y por haberme abierto las puertas durante tantos años. Mi total agradecimiento para ti, ¡¡mi querido Amigo!!

Asimismo, también deseo agradecer por su enorme apoyo, sus amables observaciones y por su genuino interés en ayudar, de todo corazón agradezco a:

Dra. Amalia Pizarro Alonso.

Mtra. Nina Dupont.

Mtro. Ricardo Cruz Salinas.

Sínodo.

Dedico con todo cariño este proyecto a mi sínodo, quienes con sus valiosas aportaciones e interminables horas de revisiones, cariñosas correcciones y sinceras aportaciones guiaron este trabajo por el camino indicado.

- Dr. Armando Sánchez Vargas.
- Dr. Rafael Borrayo López.
- Dr. Ángel de la Vega Navarro.
- Dr. Marcelo del Castillo Mussot.
- Dr. Ignacio Perrotini Hernández.

Introducción

El objetivo de este documento es evaluar la posibilidad de que la condición de competencia perfecta no se cumpla en el Mercado Eléctrico Mexicano ($P \neq CMg$) dado que este podría no cumplir algunos de los supuestos de competencia perfecta. Se presentarán las implicaciones en términos de la matriz eléctrica así como las restricciones legales que podrían limitar el alcance de la misma. Adicionalmente, se incluyen las restricciones que ha incluido el equipo del presidente López Obrador, como por ejemplo, el rehabilitar centrales eléctricas para que no sean retiradas y abrir centrales carboeléctricas.

Descripción del Problema

El modelo con el que se hace la planificación de Adición y Reemplazo de centrales eléctricas en México se denomina BALMOREL. Este es un modelo de equilibrio parcial el cual encuentra la combinación óptima de fuentes generadoras de energía eléctrica bajo restricciones previamente especificadas, como pérdidas en el sistema, disponibilidad de recursos naturales, disponibilidad de combustibles, restricciones de transmisión, etc.

Uno de los principales supuestos de BALMOREL es el de Competencia Perfecta, $P = CMG$. En diversas ocasiones, en diversas industrias, este supuesto ha sido muy debatido dado que ha habido competidores que tratan de sacar provecho de las reglas de mercado para obtener una mayor porción del excedente de mercado. Por ende, reguladores alrededor del mundo han creado leyes para intentar detener posibles fallas de mercado. Con la finalidad de reducir este tipo de conductas no competitivas, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en México, junto con la Secretaría de Energía y otras instituciones, crearon y modificaron una serie de Leyes ya existentes, Reglamentos y M anuales, desde la Ley del Mercado Eléctrico, las Bases del Mercado Eléctrico, Reglamentos de Mercado de Corto Plazo, Tiempo Real, de Potencia etc.

Particularmente, en términos económicos, la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 104 obliga a los generadores a realizar ofertas basadas en costos, (Presidencia de la República, 2014), es decir, se obliga a que $P = CMg$, básicamente esta ley obligaría a que ocurriera la condición de competencia perfecta. Sin embargo, los beneficios de la competencia perfecta no necesariamente llegarán si se forzan mediante una ley. Piénselo el lector de la siguiente forma: cuando un grupo grande de empresas de tamaño similar compiten para intentar robar una porción de mercado de sus rivales, hacen todo lo que este a su alcance para ser más eficientes y para ganarse el favor del cliente, como por ejemplo, mejorar sus procesos productivos o adquirir tecnología que tenga menores costos y por ende, poder ofrecer un mejor precio al consumidor. Llevado este escenario competitivo a sus consecuencias últimas, los productores acaban bajando el precio tanto como sus costos, pues menos que eso no es negocio, de donde, la competencia perfecta trae como consecuencia

bienestar para el consumidor en tanto los productores invierten en la mejor tecnología para ofrecer sus bienes y servicios, y el precio es tan bajo como puede ser, (Singh, 2015).

En contraste, si inicialmente se fija el precio en el costo marginal, podría haber una situación en donde, en un escenario simplista, en un nodo solo existan dos oferentes A y B, digamos cada uno con una capacidad de generación de 50MW. Si la demanda en este nodo es de 100MW, A y B siempre serán asignados y como de cierta forma, su ingreso esta asegurado, no tienen incentivos para invertir en mejor tecnología que reduzca sus costos, y por consiguiente, el precio final tampoco mejorará. De lo anterior se induce que la competencia perfecta sí genera que los precios caigan a los costos marginales, pero por el contrario, el escenario en el que los costos son iguales a los precios mediante una ley, no necesariamente genera eficiencia, inversión y bienestar.

El objetivo de la apertura a la participación privada es hacer más eficiente y justo el mercado eléctrico por medio de la competencia, pero los participantes de este mercado tienen una serie de beneficios que raramente ocurren en otros mercados, por lo cual, apenas se puede concebir este esquema como libre mercado, un ejemplo de ello son las garantías de suficiencia de ingresos.

Por otro lado, en competencia perfecta el excedente total (Beneficio Social) es tan grande como puede ser, en ningún otro escenario este será tan grande. Hay una asignación eficiente de recursos en tanto se produce exactamente lo que se demanda. En contraste, en el caso de monopolio hay altos costos de entrada. A menudo, la opción del monopolista es vender menor cantidad que en competencia perfecta vendiendo a un precio más alto. Al hacer esto, genera una serie de ineficiencias. Para comenzar, el excedente total de mercado es menor, es decir, hay una pérdida de peso muerto, lo que lleva a que la firma en cuestión no trabaje para reducir sus costos de la misma manera en como sí ocurriría en el caso de competencia perfecta.

Dada la composición y los altos costos de entrada en el sector eléctrico, no es extraño que se conformara como un monopolio natural previo a la liberalización del sector, es decir, no necesariamente estas industrias son monopolios naturales a consecuencia de que los gobiernos restrinjan su entrada a la iniciativa privada, sino que, la estructura misma del negocio incita a que así sea.

Un monopolista fija su cantidad producida donde sus ganancias son máximas, es decir, donde el ingreso marginal es igual al costo marginal, $IMg = CMg$, lo cual se muestra en la Figura 1. Comúnmente, los monopolios naturales son empresas del estado y como no hay competencia, el monopolio natural suele fijar precios muy por encima de los costos, por ello, en el caso del sector eléctrico Mexicano donde se pretende crear un ambiente de competencia tras la liberalización (y por ende, el sector eléctrico deja de ser monopolio natural al menos en generación), si se desea que el precio disminuya, es menester que más empresas par-

ticipen y que tengan los incentivos adecuados para invertir y competir.

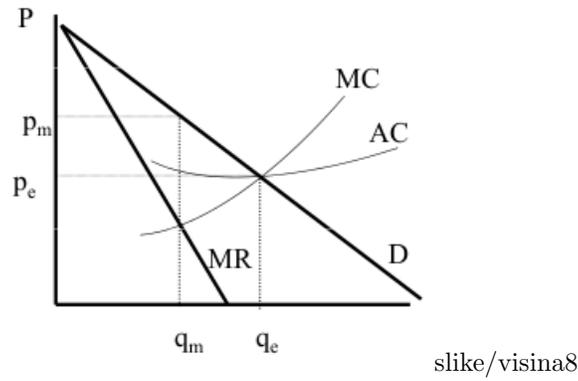


Figure 1: Fijación de Precios Monopolio

Adicionalmente, una característica de los monopolios naturales es que el fijar el precio en los costos marginales suele resultar en pérdidas, por lo que en ocasiones el costo se fija en el costo promedio, o algún punto intermedio entre estos

$$P = AC$$

Esto se debe a que la curva de costo promedio esta cayendo, de tal forma que el costo marginal debe de estar por debajo del promedio. Lo cual se puede apreciar en la Figura 2.

$$CMG < AC$$

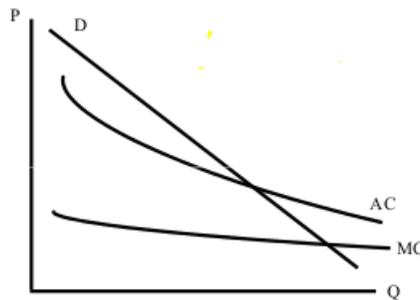


Figure 2: Costos en un Monopolio Natural

Si el precio se fija en el costo marginal la firma perdería dinero, pues esta no cubre sus costos variables. Si el precio se fija en el costo promedio, entonces podrían recuperar sus costos variables pero habría una pérdida de peso muerto reflejada en un precio más alto y una cantidad producida más baja, sin mencionar de que el precio podría resultar injustificadamente alto, lo cual se muestra en la Figura 3.

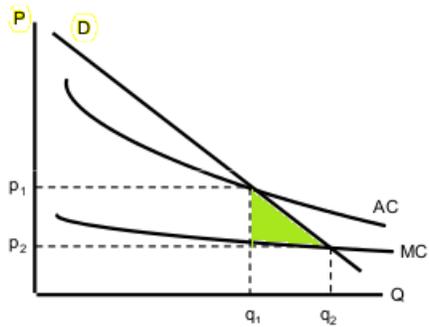


Figure 3: Perdida de Peso Muerto en un Monopolio Natural

Si el precio se fijara en el costo marginal, entonces debería existir alguna clase de subsidios, o compensaciones, con la finalidad de que los generadores recuperen su inversión. A menudo esto no es popular pues los subsidios recaen en los impuestos.

El punto es que, después de la liberalización los costos siguen siendo igual de altos, de donde, aún cuando la industria ya no sea un monopolio natural, la estructura de costos sigue siendo complicada en tanto si se fija el precio en el costo marginal, siguen existiendo perdidas a pesar de que la industria se haya abierto a la competencia. Por el otro lado, si se fija el precio en un valor alto, podría ser injusto para los consumidores. ¿Habrá alguna forma de lograr el mismo beneficio social que en competencia perfecta donde los generadores tengan el ingreso suficiente para continuar invirtiendo y para competir por el mercado?

No es difícil pensar que los generadores podrían no estar genuinamente compitiendo si se les garantiza un precio alto o bien si la condición de Competencia Perfecta se fuerza al obligar a los generadores a ofertar sus costos, pero tampoco se pueden comportar como lo haría un monopolio, pues las diversas leyes los restringen, de donde, el excedente total (consumidor + productor) estará en algún punto intermedio entre el caso de monopolio y el de competencia perfecta.

En términos de la definición de competencia perfecta, el Mercado Eléctrico Mexicano, de la forma en como fue estipulado en las Bases de Mercado (Secretaría de Energía, 2015a), no cumple algunos de los supuestos de mercado en competencia perfecta. Los supuestos se presentan a continuación:

1. Existe una cantidad grande de compradores y vendedores: El mercado en México es muy nuevo como para evaluarlo, momentáneamente no hay tantos competidores.
2. Producto Homogéneo: La electricidad lo es.
3. No hay costos/barreras de entrada o de salida: En principio no los hay, pero el enorme costo de las plantas y el cuantioso tiempo que se necesita para su construcción, como los costos de *de-comission*

pueden pensarse como barreras a la entrada y a la salida, sin mencionar que una barrera es la falta de aceptación social a la construcción de muchas de estas plantas.

4. No hay restricciones artificiales a los precios: Totalmente no aplicable, en el mercado eléctrico Mexicano hay mucha fijeza en los precios en tanto los generadores ofertan costos, y existen garantías de suficiencia de ingresos.
5. Información Perfecta: La tecnología para hacerlo existe pero, por el lado de la demanda, no hay un sistema en tiempo real que informe el precio de la electricidad a los consumidores en su nodo. Por otro lado, tampoco existe la cultura por parte de los consumidores de revisar el precio de la electricidad en tiempo real, esta se usa en un determinado momento si es que se necesita, es decir, no se evalúa lo caro que es consumirla en un momento en específico, esto en parte es consecuencia del sistema basado en Tarifas al Consumidor y no en precio a tiempo real.
6. Firmas maximizadoras de beneficios: Aplica muy bien al sector.
7. Movilidad perfecta de los factores de producción: Esto le permite a la firma ajustar su oferta en respuesta a la cambiante demanda de mercado para llegar al equilibrio. De la misma forma, se asume que todas las firmas tienen las mismas posibilidades de acceder a los insumos para su producción. Para un empresa en particular es difícil que este supuesto se cumpla, dada la rigidez de muchas de las plantas generadoras. Sin embargo, para la industria en su conjunto, este es un supuesto muy valido pues precisamente la industria intenta minuto a minuto mantener el balance oferta y demanda.
8. Ausencia de costos de transporte y de venta: No aplica al mercado eléctrico, pues a menudo hay cargos por congestión en la red de transmisión.

Como bien puede sospechar el lector, una cantidad importante de los supuestos arriba descritos no se cumplen en la realidad. Particularmente, los casos de comportamiento económico desleal de ENRON, Worldcom y de JPMVEC son claros ejemplos de la existencia de información asimétrica y de como unos cuantos generadores pueden tomar ventaja de esta asimetría, (Chen and Liu, 2013). De donde, en estricto rigor, el Mercado Eléctrico Mexicano ni muchos alrededor del mundo se pueden caracterizar como unos de Competencia Perfecta. La falta de competencia perfecta tendría efectos negativos sobre los consumidores y sobre la matriz energética

Aunado a lo anterior, recientemente surgió un problema de investigación que acentúa nuestra inquietud por este proyecto y le da todavía mayor relevancia a la hipótesis de no competencia perfecta: La administración presidencial que comenzó en 2018, ha debilitado legalmente la estructura de mercado que se estableció en la reforma energética para darle mayor preponderancia y mejores condiciones de competencia a la Comisión Federal de Electricidad. Las regulaciones establecidas en la Reforma Energética tenían como uno de sus objetivos, evitar que PEMEX y CFE abusaran de su poder de mercado el cual poseían de manera

natural, de esta forma, si estas empresas funcionaban de forma ineficiente cuando eran monopolios, en el esquema donde CFE es más preponderante, estas ineficiencias que en principio comenzaban a revertirse, podrían regresar e incluso podrían ser transferidas a los consumidores finales. Específicamente, lo que al momento de realizar este proyecto se vislumbraba como objetivos energéticos por parte de la administración encabezada por Presidente López Obrador es lo siguiente:

- Búsqueda de un supuesto nacionalismo energético, en donde CFE tenga una posición preponderante no vía competencia, sino debilitando la estructura competitiva del mercado al infiltrar organismos autónomos con personas afines en cargos influyentes en la Comisión Nacional de Hidrocarburos, Comisión Reguladora de Energía y potencialmente al Centro Nacional de Control de Energía.
- Limitar el acceso de renovables, lo cual se puede hacer alterando las reglas de los CELs, limitando la capacidad de transmisión en las zonas donde las energías renovables tienen potencial, eliminando las subastas a mediano y largo plazo, además, como se especifica en el supuesto pliego petitorio de la CFE, podrían simplemente poner un límite al porcentaje de participación de las energías limpias. Aunado a lo anterior, una forma de restringir la penetración de renovables es no invirtiendo en almacenamiento de energía. Esto se debe a que, por su intermitencia, se requiere algún medio masivo para darle flexibilidad al sistema eléctrico, los cuales existen, son factibles financiera y técnicamente para el país, como se mostrará en el apartado correspondiente.
- Dar prioridad a las empresas generadoras del estado invirtiendo en repotenciar centrales obsoletas y contaminantes, a la vez que existen planes para incrementar los costos de transmisión para los generadores privados.

Las condiciones anteriores llevan a las siguientes implicaciones a nuestro estudio:

- Los generadores privados son hasta 85% más baratos que la CFE, que junto con otras argumentos que se presentan con mayor detalle en el trabajo, incrementarían el costo de CFE respecto a privados hasta aproximadamente el doble, de donde, es un supuesto sensato el que $P = 2CMg$
- El que se tenga como objetivo el nacionalismo energético de la CFE sin mejorar la eficiencia de la misma, y por ende, sin mejorar sus costos, solo terminará por transferir el costo al consumidor final, que como se verá, es hasta el doble de costoso que lo que ofrece la iniciativa privada al 2019. Aún si no es el consumidor final quien absorba ese costo sino el gobierno por medio de un subsidio, se induce que esta estrategia no necesariamente es óptima, pues esos recursos podrían utilizarse en un mejor proyecto alternativo, el costo de oportunidad podría ser enorme.
- El hecho de que se tenga como objetivo mantener a la CFE generando al menos un 54% del total de la electricidad y potencialmente hasta un 70% habla de una estructura cuanto menos tipo oligopolio con un participante preponderante y varios pequeños como seguidores.

De lo anterior se puede inferir que podría existir la posibilidad de que el supuesto de Competencia Perfecta con el que esta modelando BALMOREL, no se cumpla en su totalidad, y por ello, tiene sentido investigar si existe otra matriz de generación más adecuada que la de Competencia Perfecta, la cual se ajuste mejor a las condiciones del mercado Mexicano actuales. Considere las siguientes definiciones:

Sea A la matriz energética calculada por BALMOREL y estipulada por SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Electrico Nacional (Secretaría de Energía, 2018d), la cual satisface la demanda futura, tiene un Excedente Total ET_{CP} tiene un valor de la función de costo C_{CP} y es construida con el supuesto de Competencia Perfecta.

donde:

ET_{CP} = Excedente Total en Competencia Perfecta

C_{CP} = Costo en Competencia Perfecta

Sea B la matriz que se obtendría en el caso de Monopolio, que satisface la demanda futura, tiene un Excedente Total ET_M tal que, $ET_M < ET_{CP}$ y posee un valor para la función de costo C_M tal que $C_M > C_{CP}$.

donde:

ET_M = Excedente Total en el caso de Monopolio

C_M = Costo en el Caso de Monopolio

Preguntas de Investigación

¿Cuál es la matriz que corresponde a un mercado menos restrictivo en el que no se asuma competencia perfecta?

¿Cuáles son las consecuencias de asumir Competencia Perfecta en un mercado altamente regulado e intervenido por el gobierno donde algunos de los supuestos teóricos no se cumplen?

Hipótesis

Existe una matriz $M1$ que considera el escenario intermedio $I1$ entre Competencia Perfecta y Monopolio, que al igual que A , satisface la demanda futura y por ende, la cantidad producida $Q_{I1} = Q_{CP}$, su Excedente Total esta dado por ET_{I1} y cumple que $ET_M < ET_{I1} = ET_{CP}$. Adicionalmente, el valor de la función de costos es C_{I1} con $C_{CP} < C_{I1} < C_M$.

Es decir, la hipótesis nos dice que existe una alternativa a la matriz de Competencia Perfecta que asume condiciones menos idóneas de mercado, como $P \neq CMG$, pero en este caso, forza la generación a aquella de competencia perfecta con la finalidad de que se satisfaga la demanda prospectada. Como consecuencia, la matriz energética se modifica y el precio que se fija tendería a ser más alto que el de competencia perfecta. Sin embargo, la matriz que se propone es la que tiene costos más bajos dentro del universo de matrices que no asumen competencia perfecta y sobre todo, cumple las restricciones ambientales.

Chapter 1

Mercado Eléctrico.

El presente capítulo tiene la intención de presentar al lector un panorama general del funcionamiento del sistema eléctrico. Cabe mencionar que el Mercado Eléctrico Mexicano está inspirado en la experiencia internacional, particularmente de Inglaterra, Estados Unidos, Canadá, Nueva Zelanda, Alemania y muchos países más, de donde, el lector encontrará que nuestro sistema eléctrico tiene mucha semejanza con otros lugares donde se han implementado las mejores prácticas en cuanto a su diseño, sin que esto necesariamente redunde en un sistema sin fallas o ineficiencias. Asimismo, se presentarán los mercados más relevantes en sus diferentes horizontes de tiempo así como una idea general de la manera en como se despachan las centrales.

1.1 Apertura del Sector Eléctrico.

El proceso de apertura se dio a nivel mundial casi al mismo tiempo, donde Reino Unido, Nueva Zelanda, Estados Unidos, Canadá fueron algunos de los países pioneros, (Beder, 2003). Si bien es cierto que este proceso tiene un componente ideológico importante, su existencia también tiene razones plenamente económicas y prácticas. De acuerdo con (Joskow, 2008), este proceso comienza a finales de los años 80s, y tanto el alcance como el éxito de la apertura varía mucho en cada geografía. En muchos países, el concepto de sector eléctrico pasa de ser un sector integrado verticalmente, como un monopolio natural, a ser paulatinamente reestructurado de forma horizontal. Por el lado económico, (Joskow, 1987) argumenta que "las economías de escala en la producción de electricidad a nivel unitario se terminan cuando alcanzan un tamaño de 500MW", esto quiere decir que más allá de este umbral no se va a obtener menor costo a mayor generación, de donde, el que la industria se siga considerando y manejando como monopolio natural podría ya no tener más sentido. En particular para México, país el cual al 2016 tuvo un consumo de 280 TWh¹, hace mucho que se superó este umbral de eficiencia, de donde, podría tener sentido explorar la opción de apertura eléctrica con el objetivo de incorporar varios generadores, en particular, podría tener sentido que cierta cantidad de la generación sea

¹IEA. "Country Profile: Mexico." *International Energy Agency*. 2016
Available at: <https://www.iea.org/countries/Mexico/> Accessed, Jan 2017.

mediante generación distribuida².

De acuerdo con (Lloyd et al., 2003), el argumento principal para la apertura del sector eléctrico es que esta incentivará la competencia entre los generadores lo cual implicará una reducción de los precios; la competencia incentivará la inversión y la creación de empleos. La mayor parte de las reformas al sector pueden ser divididas como aquellas que separan la generación en varias actividades basadas en el mercado y aquellas para las que la transmisión y distribución son de acceso abierto a todos los participantes y otros los mezclaron. Asimismo, varios países convergieron a un esquema relativamente estandarizado, para el que sus creadores claman que ha probado ser el más confiable. Sin mayor preámbulo, se mostrarán los elementos que corresponden a una liberalización estándar del sector eléctrico, la cual de acuerdo con (Joskow, 2008), contiene los siguientes elementos:

1. Privatización de los elementos relacionados a la generación eléctrica. Es común que tanto transmisión como distribución permanezcan en manos del estado, o en manos de un operador independiente. El que la generación esté en manos privadas suele tener como consecuencia el hacer más eficiente la estructura de costos. Sin embargo, por sí solo, esto no necesariamente redundará en mejores precios finales, por lo que hay que complementar con un adecuado diseño de mercado, regulación e instituciones fuertes e independientes que lleven a cabo el cumplimiento de las legislaciones.
2. Relacionado a lo anterior, se tiene la separación de elementos verticales que podrían ser competitivos, como oferta al menudeo, marketing etc, de los elementos que permanecen como propiedad del estado o bien, del órgano central como transmisión, distribución etc.
3. Re-estructuración horizontal de la generación con la finalidad de crear un sector competitivo.
4. Integración horizontal de la red de transmisión y de su operación. Esto tiene mucha validez en países como Estados Unidos, donde se establecieron diversos operadores independientes en diferentes regiones del país, de donde, la operación de todas estas regiones tuvo que ser coordinada, interconectada y en ocasiones, tuvo que ser compartida, como en los casos en donde una región tiene déficit y estos han de ser compensados importando electricidad de regiones aledañas. La excepción a este precepto es ERCOT, el pool de Texas.
5. Creación voluntaria de un mercado *spot* (Día en Adelante y en Tiempo Real) junto con otro de Servicios Auxiliares para poder hacer ajustes de último minuto, aportar servicios complementarios como regulación de frecuencia, reservas, etc.

²Generación distribuida se refiere al esquema de generar electricidad mediante plantas relativamente pequeñas cerca de los consumidores finales. Esto difiere de la forma tradicional de generación en la cual, por lo general, se tienen plantas grandes que no necesariamente están cerca del consumidor final, sino que se utiliza la red de transmisión y distribución para llegar a ellos. El tener generación distribuida tiene como una de sus ventajas la potencial reducción de congestión en la red.

6. Desarrollo de la Demanda Reactiva, por la cual, esta puede modificarse en intervalos de tiempo relativamente pequeños. La finalidad es que, si la demanda comienza a variar súbitamente, en vez de despachar plantas generadoras de pico, las cuales son costosas, se podría reducir al menos parte de la demanda mediante recursos electrónicos (*Internet of Things*) o mediante programas donde participe el demandante, lo cual es más eficiente.
7. Existencia de un marco regulatorio e instituciones especializadas en el sector. En el caso de México, el marco regulatorio son las Bases de Mercado así como los Manuales de Mercado, la Ley de la Industria Eléctrica, Ley de Transición Energética, Ley General de Cambio Climático, Ley de la Comisión Federal de Electricidad, Ley de Energía Geotérmica, Ley de Hidrocarburos, Ley de Inversión Extranjera, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo para la Estabilización y el Desarrollo, Ley de los Órganos Reguladores Coordinados en Materia Energética, Ley Federal de Competencia Económica³. Las instituciones involucradas más importantes son el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), Comisión Reguladora de Energía (CRE) y la Secretaría de Energía (SENER), Comisión Federal de Electricidad (CFE).
8. Separación de las tarifas al menudeo con la finalidad de distinguir entre precios al menudeo de oferentes de electricidad / servicios al cliente asociados VS. los cargos de entrega regulada de usar las redes de transmisión y distribución que en principio siguen siendo reguladas como monopolio.

El sistema eléctrico mexicano, siguió casi al pie de la letra esta lista referente a una liberalización estándar. Estos lineamientos tienen como supuesto subyacente que no todas las actividades tienen que ser monopólicas y que la electricidad puede ser proveída por generadores competitivos, de tal forma que, prácticas negativas al mercado como subsidiación-cruzada entre empresas y prácticas discriminatorias no existirán. Por otro lado, se creía que la liberalización del mercado le otorgaría un grado de independencia importante a la industria, lo cual evitaría que gobiernos tratasen de usar esta industria como un medio político mediante venta de plazas en el sector eléctrico o asignación de contratos como favor político, usar los ingresos de este sector para gasto político, o mantener el precio artificialmente bajo como estrategia política, lo que redundaría en falta de inversión en infraestructura del sector, (Jamash and Nepal, 2013). Dado que la liberalización del sector eléctrico en México llega un poco tarde, hubo tiempo de revisar los resultados de implementación de este tipo de políticas alrededor del mundo para así diseñar el mercado con algunas de las mejores prácticas, aunque como se verá posteriormente, el diseño no todavía no es perfecto.

³Una lista completa de las legislaciones se puede encontrar en el Marco Jurídico en materia de Electricidad el cual está disponible en: <https://www.gob.mx/cre/articulos/marco-juridico-en-materia-de-electricidad>

1.1.1 Una Mirada a los Primeros Resultados de la Liberalización

Como se dijo anteriormente, los resultados de la liberalización alrededor del mundo son mixtos, dependen de la geografía, del nivel de fortaleza de las instituciones reguladoras así como del marco legal y, de la extensión en la que los lineamientos anteriores fueron aplicados. En particular, para el caso Mexicano no se puede realizar una evaluación pues la reforma es muy reciente y los mercados no han madurado lo suficiente. Por otro lado, la administración presidencial que entró en vigor el 2018 ha realizado modificaciones que afectan el funcionamiento de estos, como la cancelación de las subastas de largo plazo, y el permitirle a la CFE emitir más Certificados de Energías Limpías, lo cual los devalúa. Por un lado, esto ha resultado en un cambio de reglas no previsto por los inversionistas y por ello, muchos de ellos han preferido retirarse por la falta de confianza lo cual es otro factor que complicaría la evaluación en México.

Existen diferentes experiencias internacionales que deben de ser consideradas en el diseño de un mercado eléctrico, de lo contrario, es demasiado fácil que una liberalización resulte en un intento fallido al cual posteriormente se le deberán realizar modificaciones. En términos generales, (Jamash and Nepal, 2013) recomiendan tener en cuenta los siguientes factores antes de hacer una reforma al sector para evitar que se aplique a manera de “receta”. Los puntos son los siguientes:

1. Tamaño del sector: El tamaño inicial del sector es crucial y determina las opciones de una reforma; si el sector es pequeño, no está claro si la separación vertical, la integración de mercados al mayoreo, y el aumento de competencia redundará en los beneficios estipulados.
2. Estructura del sector: Previo a la liberalización, algunos países tenían precios y servicios determinados por motivaciones políticas. Más aún, algunos países comenzaron con un exceso/falta de capacidad. Consecuentemente, la estructura inicial del sector, determina el punto de partida de la reforma.
3. Factores Institucionales: Instituciones fuertes facilitan la implementación de la reforma. Instituciones débiles, hacen factible la captura política para que la reforma se convierta en objeto de interés propio del gobierno.

De acuerdo con (Lloyd et al., 2003), en términos de resultados iniciales de la liberalización de algunos mercados a nivel global, se tiene lo siguiente: para el Reino Unido (UK), Canadá (en la provincia de Alberta), California y Noruega, la creación de mercados competitivos no trajo servicios confiables a precios bajos y estables en un primer momento (alrededor de los primeros 10 años de implementación). Lo anterior se debe principalmente al poder de mercado que ejercen los generadores, particularmente en momentos de congestión, el cual se ejerce dado lo inelástico de la demanda, falta de inversión en la red de transmisión y distribución, falta de madurez en sus mercados eléctricos financieros (forward). Los autores concluyen que es imprudente realizar una reforma eléctrica en lugares donde los combustibles para las plantas planeadas

son escasos. Al respecto, se debe notar que en México se ha puesto gran énfasis en la generación eléctrica mediante gas natural, tan solo en el 2014, fue el combustible más utilizado con 2,892.5 mmpcd, y la mayor parte de este combustible es importada del sur de los Estados Unidos (Secretaría de Energía, 2017c), de donde, de la forma actual y de acuerdo a las malas prácticas de los países antes mencionados, apunta a que el futuro eléctrico de México podría no ser próspero en términos de abastecimiento de este combustible y por ende, en términos de seguridad energética. Cabe mencionar que resultados más recientes de las regiones antes mencionadas sí muestran un descenso en el precio final pero solamente en el largo plazo.

Algunas razones adicionales por las cuales la reforma eléctrica falló inicialmente en el caso de UK, California, Alberta y Noruega fueron las siguientes:

1. No hay competencia real en generación, especialmente en momentos de congestión.
2. Si no hay capacidad de generación suficiente se llega a precios mayores.
3. No existe un sistema eficiente de notificación de precios en tiempo real a los consumidores finales lo cual los lleva a tomar decisiones no informadas. Aunado a lo anterior, está el problema de la demanda inelástica.

El tercer punto es particularmente importante, ya que es raro encontrar mecanismos para informar minuto a minuto cuánto le está costando a los consumidores su electricidad, lo que suele ocurrir, es que al consumidor final se le hacen cargos mediante un sistema de tarifas, es decir, no paga lo que cuesta la electricidad en tiempo real, no paga lo que costó. Por otro lado, aún cuando los consumidores pudieran estar informados y tomar decisiones respecto del momento más idóneo para consumir electricidad, esto no necesariamente redundaría en un consumo más eficiente y mejor planificado, como lo estipula la teoría. Lo anterior se debe a que la energía eléctrica es un bien de necesidad primaria, la cual no necesariamente puede ser omitido cuando su precio es alto, consecuentemente, si el consumidor tiene la necesidad de hacer uso de la electricidad, lo hará sin importar la hora del día y sin importar su precio, por ejemplo, el sistema de transporte colectivo Metro no puede ser apagado cuando el precio es alto.

Concretamente, los resultados en algunos países son los siguientes: en California, inicialmente había 30 generadores, pero solo unos cuantos eran los relevantes y eran estos los que tenían mayor influencia sobre el precio. En Reino Unido y España entre dos y tres firmas controlan más del 80% de la generación. Incluso, cuando existe un número grande de empresas, estas ejercen poder de mercado por el lado de la congestión en transmisión. En términos de la operación de mercado, se ha encontrado correlación baja entre precio y demanda, lo cual tiende a negar la hipótesis de que la liberalización de precios permitirá a los consumidores tomar decisiones mejor informadas respecto de su consumo. Por otro lado, tanto en el Reino Unido como en

Alberta y en California, tuvieron que ser impuestas cotas a los precios dada la tendencia a poder de mercado que mostraron varios de los competidores, lo que llevó a un sesgo en las posibles señales de mercado que pudieron haber mandado los mercados.

En cuanto a la fijación de precios en costos marginales, los resultados no son alentadores: en Reino Unido, el precio se mantuvo constante a pesar de que los costos de generación bajaron entre 40 – 50%; en Noruega el rango de precios se amplió (la cota superior subió); en Canadá el precio se incrementó 212%, en tanto que en California los precios estuvieron 22% arriba de los precios de competencia. En conclusión, en ninguno de estos mercados se logró bajar precios a los costos marginales.

Por su parte, (Apt, 2005) muestra que en el caso de los precios de electricidad para uso industrial el Reino Unido no ha mostrado mejora en el periodo 1990-2003. De hecho, afirma que estudios microeconómicos mostraban que habría ganancias de eficiencia de entre 3 a 13 por ciento debido a la competencia (en su estudio se tomó información de más de 3,300 plantas generadoras y 1,600 generadores independientes). Cabe mencionar que el autor menciona estudios donde se muestran amplias reducciones de precios gracias a la liberalización en las industrias de transporte por tren, gas natural y aerolíneas, por ende, el razonamiento corriente era que esas mejoras igualmente aplicarían al sector eléctrico. Los resultados muestran pocas mejoras sobre todo en los periodos iniciales. Algunos de las posibles causas son mercados libres no competitivos, mercados incompletos para servicios asociados a la generación, el costo de organizaciones como los RTOs, y la volatilidad que aporta la falta de certeza. Consecuentemente, el autor concluye que el bienestar del consumidor no se ha mejorado por la reestructura.

Adicionalmente, el éxito del modelo de liberalización en el sector eléctrico ha tenido resultados mixtos en otras regiones del mundo: (Jamashb and Nepal, 2013) reportan el caso de Nepal, donde después de 20 años de haberse llevado a cabo su reforma eléctrica, la inversión en generación quedó seriamente rezagada dados los bajos precios. La inversión en la red también ha sido baja, lo que ha conllevado a que las pérdidas continúen a un nivel alto. Lo anterior se debe en parte a la inestabilidad política y a los altos niveles de corrupción. La falta de inversión y competencia han traído como resultado falta de inversión en capacidad; el problema es que los precios son regulados políticamente y están por debajo del costo marginal, así que no resulta rentable para los generadores invertir en el sistema.

Para el caso de Bielorrusia, se cometió el error de basar la generación eléctrica principalmente en combustibles que no son nativos, como el gas natural que actualmente importa de Rusia. Finalmente, el caso de Irlanda igualmente depende en gran medida de combustibles no nativos (90% de gas natural), existe una alta concentración del mercado al mayoreo, falta de confianza en el sistema regulatorio y existe un generador

estatal de gran tamaño con posibilidad de generar economías de escala, lo cual funciona como barrera a la entrada a nuevos competidores, (*Ibidem*).

Aunado a lo anterior, existieron otras causas que ocasionaron, al menos temporalmente, la falla de los mercados en California, Alberta, Noruega y Nepal. Una de ellas fue el poder de mercado que ejercieron algunos generadores, sobre todo en California en la forma de restricción de capacidad. Dado que la demanda es muy inelástica y dado que la oferta tiene forma de asíntota, el restringir la capacidad principalmente en la parte alta de la curva, la cual abarca plantas de pico y de demanda intermedia, resulta en un pronunciado incremento en el precio. Con la finalidad de limitar el impacto de esta estrategia, la autoridad energética en California impuso cotas superiores a los precios además de implementar un sistema de vigilancia muy estricto.

Por otro lado, en tiempos más recientes, la liberalización del mercado británico, la cual había sido un referente a nivel mundial, ha tenido que reformularse dada ausencia del éxito esperado. De acuerdo con (Thomas, 2016), uno de los problemas más importantes tiene que ver con la seguridad del sistema británico dado que cuatro de los seis principales generadores no son de nacionalidad británica. Estas mismas empresas no británicas tienen presencia dominante en el mercado al menudeo (60 – 70%), lo cual, podría crear incentivos a comportamientos diferentes a competencia perfecta, pues el mercado al mayoreo pierde importancia ya que la electricidad no pasa por ese mercado, en primer lugar. Lo anterior ocurre dado que una de las finalidades del mercado al mayoreo, es crear incentivos de inversión a mediano y largo plazo, si este mercado no tiene importancia, entonces la inversión en reemplazo podría estar en riesgo. La consecuencia es que los precios no reflejan toda la información del mercado y por tanto, podrían no ser confiables.

Adicionalmente, la estructura del mercado al menudeo está fuertemente concentrada en un tipo de colusión tácita regional. Las seis empresas principales tienen aproximadamente 15% del mercado total, pero por área geográfica, de las 14 regiones existentes, estas empresas poseen entre dos y tres áreas y en cada región tienen hasta el 70% del mercado, lo sobrante lo administra una o dos compañías, lo cual lleva a cada uno de estos mercados a ser duopolios regionales. Esto ocasiona que puedan fijar precios mayores a los de competencia, (*Ibidem*).

Dada la estructura de mercado antes mencionada, es menester mencionar que cuando la reforma energética comenzó, los precios bajaron a una tasa de 1 – 2% por año hasta el año 2002, a partir del cual, los precios han subido de forma constante hasta duplicarse al año 2010. respecto de su nivel en 1990. Por otro lado, Milbrand Energy Systems declaró que no hay los suficientes incentivos para canalizar la suficiente inversión en energías renovables, de hecho, admitieron la necesidad de intervención estatal. Buchanan Ofgem, director de Milbrand Energy declaró que, el sistema y mercados actuales no es una opción, (Hendry, 2012).

Nótese que el mercado Mexicano de Certificados de Energías Limpias (CELs) estuvo fuertemente inspirado en el mercado británico, el cual no ha sido completamente exitoso. La reforma del 2010 en UK propone el uso obligatorio del mercado al mayoreo con la finalidad de aumentar la liquidez en el mercado y esto resulte en señales de precios más representativas. Otras medidas incluyen la creación de Contratos por Diferencias para asegurar ingreso estable a los generadores de energías limpias. Parte del problema es que los objetivos de apertura no fueron claros, y tampoco hubo mecanismos de evaluación cuantitativa de esos objetivos, para que, en su debido momento, se reajustaran las legislaciones en el caso de que los objetivos no fueran cumplidos, (Grubb and Newbery, 2018).

Cabe mencionar que muchos de los resultados negativos hasta ahora, no son concluyentes. Para comenzar, el periodo de análisis no es homogéneo, así para algunos países como Inglaterra la reforma lleva más de 20 años, pero para otros, esta lleva apenas 10 años. Más importante que todo, el que muchos de estos resultados a la fecha no sean óptimos, no necesariamente implica que el liberalizar el sector eléctrico es una mala idea en el mediano o largo plazo, sino que, con estas experiencias se entiende mejor el funcionamiento de la industria y se rescatan las mejores prácticas para construir un esquema más completo y eficiente que se aplique a futuro. De hecho, en temas que nos acontecen, el Mercado Eléctrico Mexicano ha incorporado muchas de estas mejores prácticas internacionales, aunque en otras áreas puedan ser sujetas a importantes mejoras. De acuerdo con (Joskow, 2008), se pueden rescatar los siguientes aspectos de las regulaciones implementadas alrededor del mundo a manera de lecciones:

1. El resultado de una reforma tiene mejores posibilidades de ser exitosa si se aplican todas las recomendaciones descritas a continuación, pues éstas no necesariamente son independientes y cada una influye el resultado de las otras.
2. Debe de haber transparencia en los mercados y servicios complementarios.
3. El poder de mercado es un problema mayúsculo en la industria eléctrica, se debe de tratar con mecanismos de diseño de mercado, así como de regulación *a priori*, no *a posteriori*. Parte del problema es que, como en cualquier mercado, el sobre-regular una industria termina por hacerla poco atractiva a la inversión, por ende, se han de diseñar mecanismos alternativos de compensación de ingreso que fomenten la participación de varios competidores.
4. La red de transmisión y distribución debe de tener capacidad en exceso, de lo contrario, se corre el riesgo de que los participantes ejerzan poder de mercado a nivel nodal. Para lograr lo anterior, se deben de crear los incentivos adecuados para fomentar la inversión.
5. Desarrollar mecanismos de seguridad y confiabilidad adecuados. Aun apagones de corta duración pueden tener costos políticos grandes, sin mencionar las pérdidas económicas. De donde, la existencia

de mecanismos de reserva, así como la capacidad de transmisión necesaria pueden ser remedios efectivos para lograr que los focos siempre puedan estar encendidos.

6. Una posibilidad es la liberalización parcial, en la que varios segmentos siguen estando integrados verticalmente y, por lo general, bajo control gubernamental. En este caso, la desventaja es que solamente la liberalización de mercado no necesariamente redundará en inversiones o en competencia, estos solo llegan con la implementación de los mecanismos complementarios.

Todo lo anterior cobra un énfasis mayor cuando se considera que el plan nacional de desarrollo, adición y reemplazo del sistema eléctrico nacional estipulado en (Secretaría de Energía, 2018d), es un modelo de generación basado en competencia perfecta. Sin embargo, existe una variedad de autores quienes muestran que el mercado eléctrico liberalizado rara vez se comporta como en competencia perfecta, por ende, podría ser necesario tener una versión alternativa de dicho plan. En particular, (Adler et al., 2007) encuentra que en Estados Unidos en el periodo inicial de liberalización del mercado energético a inicio de la década de los noventa, el precio de la electricidad no bajó, a pesar de que en el mercado existían condiciones de competencia.

Por otro lado, Estados Unidos no fue el único lugar en donde los beneficios de la Competencia Perfecta nunca se materializaron en su totalidad, (García-Álvarez et al., 2008) encuentran que los generadores tienen incentivos suficientes para mandar precios más altos a su costo marginal, lo cual, naturalmente desvía al precio de su nivel óptimo de competencia y por consiguiente desvía al mercado de la condición de Competencia Perfecta. Los autores encontraron que en España, en el Reino Unido, en los pools de CAISO, MISO, y PJM hubo prácticas de ofertas deliberadamente mayores a los costos marginales, o de restricción de oferta, lo cual resultaba en mayores precios, (Gelin, 2003), (CAISO, 2002), (PJM, 2015).

Adicionalmente, (Lloyd et al., 2003), caracterizan como fallidas a las reformas energéticas del Reino Unido, Alberta, California y Noruega. La anterior conclusión, aunque tal vez sea un poco severa, se obtiene dado que en California había 30 generadores pero no más de 5 eran importantes, además de que se encontró evidencia de manipulación de precios pues estos estuvieron 22% arriba de lo que habrían de estar en Competencia Perfecta. En el Reino Unido, había solo 6 generadores, siendo la mayoría extranjeros, los precios inicialmente bajaron 20 % para posteriormente duplicarse, al punto en que el sistema eléctrico tuvo que reformularse hacia 2010, (Grubb and Newbery, 2018) . En España, solo 2 empresas controlan entre el 60-80% del mercado y hay evidencia de manipulación de precios. En Alberta el precio creció 212% y en Noruega la cota superior de precios se duplicó.

Por su parte, (Nils-Henrik von der and Harbord, 1998) estudian el Nordpool constituido por Noruega y

Suecia. Este *pool* tiene 140 participantes de mercado; encima del 95% de la generación es hidroeléctrica, por ende, los precios se mueven de forma cíclica de acuerdo a la estacionalidad de la lluvia y deshielo. La producción es dominada por cuatro generadores. Al iniciar la desregulación los precios bajaron, aunque esto se atribuye no a la competencia sino a un aumento sustancial de la cantidad de agua disponible en el sistema, pues al año siguiente los precios subirían por encima de niveles previos a la desregulación (Eesti-Energia et al., 2005).

Finalmente, en el Mercado Eléctrico Australiano, el *Vicpool*, el total de la energía se opera a través de este *pool* y es un mercado *ex post*, en tanto los precios son el resultado de la operación del mercado, no del acuerdo previo entre los participantes. Los autores señalan la no existencia de correlación significativa entre los precios del mercado y patrones estacionales, lo cual es indicio de que el precio se mueve debido a otros factores, es decir, el comportamiento de los generadores es lo que principalmente influye en el precio. De hecho, al examinar los patrones de los precios, los autores encuentran evidencia de colusión tácita entre los generadores⁴.

Dado lo anterior, se afirma que existe evidencia empírica para dudar que se cumpla el supuesto de Competencia Perfecta en los Mercados Eléctricos, la duda viene por dos lados: El primer punto es que los generadores tienen los incentivos para desviarse de la condición $P = CMg$, por medio de alguna forma de Oligopolio. El segundo punto es que los generadores tienen los incentivos para desviarse mediante alguna de las estrategias de manipulación de precios en esquemas no necesariamente oligopólicos, (Chen and Liu, 2013). En adición con lo anterior, no todos están satisfechos con que el diseño de mercado que data de épocas previas al advenimiento de las energías renovables, sea adaptado en vez de ser totalmente rediseñado. A continuación, se presentan algunos de los problemas de diseño que han llevado a incorporar mecanismos que hagan más amigable la incorporación de energías renovables.

1.1.1.1 Diseño de Mercado No Pensado para Renovables.

De acuerdo con (Keay, 2016) los mercados liberalizados de Europa están rotos sin lugar a reparación, ya que el sistema está diseñado para optimizar el despacho y cobro de tecnologías donde no entran energías renovables. Otros problemas no necesariamente del sector eléctrico que influyen negativamente en el sector son la caída en la demanda, en parte por la caída de la natalidad en países desarrollados, bajo crecimiento económico y políticas de conservación. En general, el mercado eléctrico podría tener tres deficiencias en cuanto a precios, y estas son:

1. No aportar incentivos para inversión.
2. No aportar inventivos para una correcta operación.

⁴Australian Competition and Consumer Commission, Report on Electricity Market Misconduct. 2010

3. No aportar señales efectivas de precio para sus consumidores, y aun cuando así se hiciera, los consumidores podrían no tener la capacidad de responder.

El autor menciona los siguientes factores como los principales inconvenientes al sector:

Presencia de Renovables: Las energías renovables tienen costos marginales muy bajos, cercanos a cero. Por otro lado, el grueso de los mercados eléctricos actuales realizan fijación de precios mediante costos marginales, consecuentemente, el precio al mayoreo de la electricidad tiende a ser casi cero cuando estos mercados tienen alta penetración de renovables, pero el costo total de estas energías sigue siendo alto, sobre todo cuando se consideran los costos fijos asociados a la amortización de la central. Teniendo un costo marginal tan bajo, no hay buenos prospectos para que los generadores recuperen los costos de largo plazo sin la existencia mecanismos adicionales de compensación. Lo anterior es un problema prevalente en la industria, en tanto el grueso de los equipos de generación tienen altos costos, de hecho, en el caso de de las tecnologías que utilizan combustibles fósiles, aproximadamente dos terceras partes de los costos son fijos, y el principal de ellos es el pago de interés y capital, (Cohen and McKillop, 2012). Por otro lado, aun las energías renovables, como turbinas de viento, conllevan un costo considerable, de USD \$1,300 – 2000/ kW , (IRENA, 2012).

En México particularmente, se aborda este problema creando un mercado de Certificados de Energía Limpia (CEls) y de Potencia, los cuales tienen la finalidad de compensar ingresos reducidos por los costos marginales bajos. La idea del mercado de CELs es que los generadores tengan un incentivo adicional para invertir en estas tecnologías que los ayude a recuperar sus costos fijos. La idea del mercado de potencia es que se paga a los generadores para mantener la posibilidad de proveer electricidad en el momento que se requiera. Básicamente, esto beneficia a generadores de plantas de energías no necesariamente renovables y tiene la ventaja de que este tipo de tecnologías puede entrar en servicio en poco tiempo. Sin embargo, la creación de mercados de capacidad no necesariamente resuelve el problema de falta de inversión, pues este tipo de mercados podrían introducir distorsiones de mercado y pueden resultar en un costo más que en un beneficio. Cuando éstos mercados no tienen la efectividad que se requiere, el costo de largo plazo de la inversión acaba siendo sumado al precio de mercado al mayoreo, de donde el consumidor final acaba obteniendo precios más altos a pesar de que el precio de mercado al mayoreo sea bajo.

Regresando al tema de una alta presencia de renovables se tiene que, en ocasiones, la generación de estas fuentes es tan grande que supera la oferta. En este caso, hay tanta abundancia de electricidad que su precio baja al punto de llegar a ser cero e incluso negativo, de hecho, en Alemania y otras áreas concurrentes de Europa así como de Estados Unidos se han reportado precios negativos, lo cual, en teoría quiere decir que los

generadores tuvieron que pagar a los usuarios por usar se electricidad. Lo anterior, se llegó a reportar como un logro de la efectividad del mercado eléctrico. Sin embargo, en el largo plazo estas no son buenas noticias, ya que al no tener las empresas generadoras ingresos suficientes podrían crear un déficit de inversión en el sector.

Al margen, cabe señalar que lo anterior no necesariamente tiene que ser un problema, cuando se implementen sistemas de almacenamiento, estos excesos de electricidad pueden ser retirados del mercado para dejar un precio administrado por el regulador, de tal forma que el exceso no nubla el precio de la electricidad y no se eliminan los incentivos de inversión. Asimismo, para nada se puede inferir que la presencia de las energías renovables sea mala, sino que hay que incorporar métodos de flexibilización del sistema, algunos de los cuales permiten almacenamiento masivo de electricidad cuando la oferta es mayor a la demanda. Estos métodos se presentarán más adelante y son perfectamente factibles técnica y financieramente para México.

1.2 Mercado Eléctrico Mayorista

La tendencia mundial en cuanto a los sectores eléctricos es la privatización, ya sea parcial o total. Una de las principales razones es la eficiencia, pues la hipótesis subyacente es que la competencia entre los participantes promoverá menores desperdicios de recursos y traerá precios más bajos a los consumidores finales. Lo anterior es en parte un argumento teórico, ya que, “en competencia perfecta, los recursos son empleados de la forma más eficiente posible“, (Eesti-Energia et al., 2005).

Por otro lado, la privatización y descentralización de los mercados a nivel mundial ha traído la entrada de diversas empresas a competir por los contratos de generación así como de servicios asociados. En principio, la competencia traería no solo mejoras en la calidad de los servicios sino también, se esperaría un decremento en los precios. Sin embargo, esto no necesariamente ha ocurrido, lo que ha llevado a algunos a preguntarse si es necesario replantear si la privatización es el método más conveniente, (Cain and Lesser, 2007).

Un mercado eléctrico tiene muchas peculiaridades que un mercado convencional, digamos de automóviles, no posee. Para comenzar, la generación y la carga (load, lo cual se refiere a la parte activa que consume) siempre deben de estar balanceadas. El no balancear adecuadamente el sistema puede provocar desabastos o podría sobrecargar la red. En principio, las redes eléctricas están diseñadas para soportar cantidades mayores a las típicamente demandadas, de tal forma que, el sobrecargar la red solo implica una pérdida monetaria y no necesariamente un daño a la misma salvo cuando la sobrecarga rebasa un umbral, y en ese caso, el daño a la red puede implicar un costo de varios millones de dólares en términos de reemplazo de equipo. Consecuentemente, el balancear el sistema es una actividad de capital importancia, por ello, algunos

sistemas son dirigidos por una entidad gubernamental (o bien, es una entidad privada sin fines de lucro e independiente de los generadores) en ocasiones denominados *pool*, los cuales minimizan la posibilidad de falta de balance, y asigna los recursos mediante criterios de optimización específicos en vez de ser dejados al libre mercado.

Asimismo, en un mercado de energía eléctrica, un generador en particular puede mandar su energía a la red y entonces, otra compañía la utiliza, pero el generador no puede decidir quién la va a utilizar, es decir, no puede dirigir su producción. De la misma forma, un consumidor no puede decidir de que generador toma electricidad, a menos de que exista una línea directa y aislada entre consumidor y generador, lo cual no es muy frecuente.

Actualmente, en México la electricidad no es almacenada en cantidades grandes pues solo se cuenta con tres centrales de hidro-bombeo, por consiguiente, en México la lógica también funciona como se expuso anteriormente, es decir, la energía que se produce debe de estar acorde con aquella que se está demandando en el momento, aunque idealmente en el futuro se deberían incorporar soluciones flexibles como las discutidas más adelante (almacenamiento, demanda controlable etc.) con la finalidad de poder incorporar mayor cantidad de renovables.

Con el advenimiento de la apertura del sector eléctrico en México se creó una serie de mercados que ayudan a dar balance a la oferta y demanda, además de aportar los servicios conexos que requiere el sistema. Esto utilizando las prácticas que al momento, los hacedores de política económica consideraron como las mejores a nivel internacional. Adicionalmente, el problema actual es de confiabilidad, pues el sistema tiene que ser lo suficientemente seguro como para garantizar la llegada de energía a pesar de la congestión y pérdidas del sistema.

Dadas las características tan específicas a este sector, es que se diseñan los mecanismos específicos que tienen como finalidad garantizar el buen funcionamiento del sistema. A continuación se presentan las principales características.

1.2.1 Taxonomía de Oferta y Demanda.

La demanda eléctrica intradía tiende a ser cíclica, sin embargo, los errores de pronóstico son cotidianos por lo que hay que compensar estos errores día a día y en tiempo real⁵. Para lograr este objetivo es que se crean los mercados de balance a corto plazo los que se abordarán posteriormente.

⁵Esto ocurre dado que, como se mencionó anteriormente, la oferta y la demanda deben de estar balanceados en todo momento así que, si la demanda llegara a ser más grande que la oferta habría un déficit. En el caso contrario, si la oferta es mucho más grande que la demanda, se puede arriesgar a dañar el sistema de transmisión

La demanda eléctrica puede ser clasificada en carga base, intermedia y de pico, como se muestra en la Figura 1.1. En parte, la razón para dividir la demanda de esta manera es que muchas de las plantas generadoras no tienen la capacidad para incrementar o decrementar su producción en un lapso de tiempo corto, dicho de otra manera, la forma en como están divididas obedece a la capacidad de cada tipo de central para alterar la cantidad de energía eléctrica que genera en un periodo de tiempo dado. Por ejemplo, si súbitamente la demanda creciera, una planta nuclear no puede satisfacer este incremento, pues al intentar hacerlo se arriesga un daño térmico permanente, por ello, las plantas nucleares producen energía solo dentro de rangos preestablecidos y produce las 24 horas del día, en cambio, una central de Turbogás o una Hidroeléctrica, pueden subir o bajar su producción en horizontes de tiempo cortos, de tal forma que pueden seguir a la demanda de forma más cercana. La siguiente clasificación establecida en (CENACE, 2017) muestra los diferentes tipos de plantas por tipo de demanda:

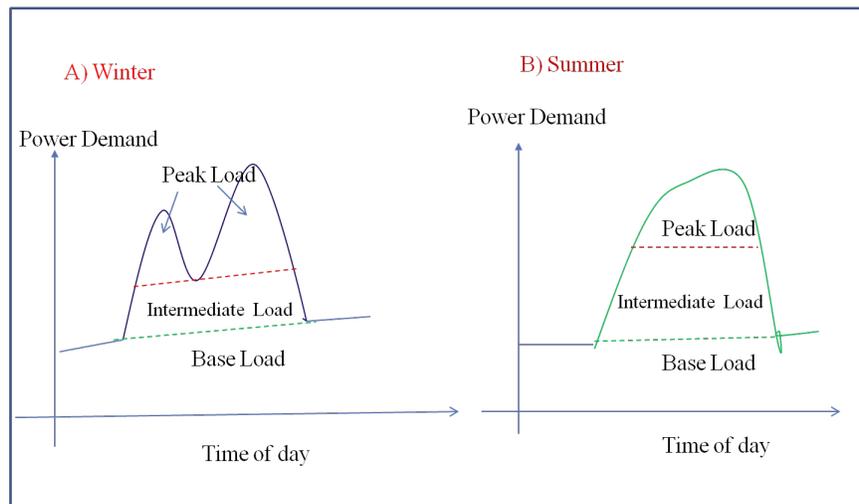


Figure 1.1: Diagrama hipotético de la demanda intradía por tipo de carga.

Fuente: World Nuclear Association.

Disponibile en: <http://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/renewable-energy-and-electricity.aspx>

A las plantas generadoras que solo producen energía en rangos acotados y de forma continua, se les denomina plantas de carga base (Base Load). Por lo general, estas plantas son las de costo más bajo. Esta demanda puede ser satisfecha por la reserva operativa, y dependiendo de la disponibilidad, con un conjunto de fuentes renovables o con energía almacenada (en caso de que esto existiera). Ejemplos de este tipo de estaciones de carga base son las plantas de carbón, geotérmicas, maremotrices, eólicas, fotovoltaicas y nucleares. Una clasificación más general es de aquellas centrales de vapor de alto rendimiento, ciclo combinado de alto rendimiento, (Diesendorf, 2016), (Peters and Burda, 2007).

El segundo tipo de demanda se le denomina intermedia o seguidora de carga (*Load Following Plant / Intermediate Load*). Este tipo de plantas tienen mayor capacidad para ajustarse a los cambios de demanda, aunque por lo general, el costo de operación de estas estaciones es más alto que el de las de carga base. Un ejemplo de este tipo de plantas son las centrales de vapor de bajo rendimiento, ciclo combinado de bajo rendimiento, hidroeléctrica y geotérmica, (Kaplan, 2008).

Finalmente, se tiene la demanda de pico o punta (*Spike Load, Peak Load o Spiker*), la cual, ocurre por intervalos reducidos de tiempo a lo largo del día, sobre todo por la tarde y la noche, cuando la demanda varía súbitamente. Estas plantas tienen la capacidad de estar en línea y entregar su energía en muy poco tiempo, por lo que su finalidad es abastecer el sistema de forma inmediata. Asimismo, estas centrales suelen tener costos elevados, (PSCW, 2012), (Kaplan, 2008). Ejemplos de estas plantas son las turbinas de gas y motor de combustión interna. Se debe mencionar aquí que, existen alternativas de generación que no necesariamente son costosas como las hidroeléctricas de almacenamiento por bombeo, pues para abastecer un cambio súbito, solo se requiere abrir en mayor medida las compuertas de la planta. Los inconvenientes son que la disponibilidad de estas plantas depende de la zona geográfica y también de la cantidad de precipitación.

La oferta y demanda son muy peculiares en este sector. Para comenzar, la demanda es muy inelástica, de hecho, es casi vertical, en tanto la curva de oferta es muy parecida a una asíntota como lo muestra la Figura 1.2. Las plantas de generación base están en la parte baja de la curva de oferta en donde el precio es estable y bajo, como se mencionó anteriormente. Sin embargo, estas plantas no pueden abastecer incrementos de demanda repentinos. Por ello, existen otro tipo de plantas como las de ciclo combinado, que tienen mejor capacidad de respuesta que aquellas de carga base, pero que, sin embargo, tienen un precio mayor. Este tipo de plantas se pueden encontrar en la parte media de la curva de oferta. Finalmente se encuentran las plantas que abastecen los picos de demanda; estas son las más costosas de operar y por lo general, solo se encienden por lapsos pequeños. Estas plantas se encuentran en la parte alta de la curva de oferta.

1.2.2 Mercados Centralizados

En términos de cómo interactúan los participantes de un mercado eléctrico, cuando hay propuestas tanto de oferta como de demanda, al mercado se le denomina bilateral. Así, oferentes y demandantes introducen propuestas o pujas para que un organismo central e independiente de los participantes decida a quien asignar y el precio de mercado que se le asignará de acuerdo a reglas específicas. En contraste, cuando la demanda se toma como dada y basada en pronósticos realizados por un planificador central, se le denomina mercado unilateral, pues solo se reciben propuestas de oferta, (Augusto-Barroso et al., 2005).

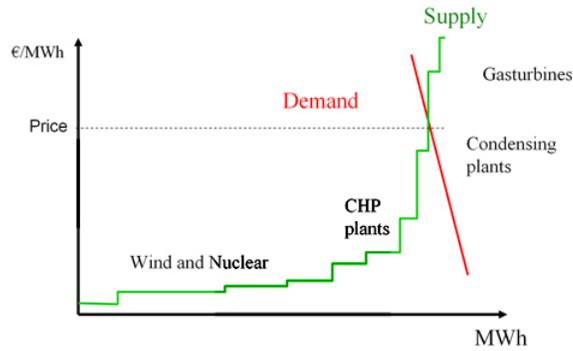


Figure 1.2: Oferta-Demanda intradía de acuerdo al tipo de plantas.
Fuente: World Nuclear Association. www.world-nuclear.org

Como ya se mencionó anteriormente, la tendencia de los mercados eléctricos es a la descentralización y privatización. Esta tendencia ha traído la entrada de diversas empresas a competir por los contratos de generación, así como de servicios asociados. En principio, se esperaba que la competencia trajera no solo mejoras en la calidad de los servicios y un aumento de las inversiones en el sector, sino también, se esperaría un decremento en los precios. Sin embargo, esto no necesariamente ha ocurrido, por lo que es necesario tener mecanismos que incentiven la inversión, la competencia y que al mismo tiempo, compensen a las generadores por los servicios que ofrecen, (Cain and Lesser, 2007). No existe una definición universalmente aceptada de mercado eléctrico, sin embargo, la que se presenta a continuación contiene los conceptos esenciales a este proyecto:

“Un Mercado Mayorista es el lugar físico o virtual donde la electricidad puede ser vendida o comprada por productores y centros de carga u otros demandantes de alto consumo de electricidad, así como por compañías de ventas al menudeo”⁶.

Dado lo complicado que es manejar un sistema eléctrico a nivel nacional, los mercados suelen manejarse por medio de un operador, aunque como se verá más adelante, pueden existir muchos operadores en un mismo país. A continuación se presenta la forma en como se organizan los mercados, primero centralizando la generación eléctrica en un *pool* y después creando zonas donde esos *pools* tienen alcance; cuando el alcance de estos es grande se les denomina *Regional Trading Operator* (RTO), (Blumsack, 2009).

Uno de los principales objetivos de los Power Pools como de los RTO es garantizar la confiabilidad del sistema así como operar el sistema con el menor costo posible. En algunos casos, como con es el RTO de PJM, el operador coordina todas las actividades de mercado de forma centralizada, en otros casos, el operador es solo un interlocutor entre oferta y demanda, como es el caso del *Midwest Independent System Operator*. Dada la complejidad que involucra el problema de minimizar el costo, este se abordará en un

⁶Callme Power. “What is a Wholesale Electricity Market?”. *Callme Power*. 2015. Available at: <https://callmepower.com/faq/energy-markets/what-is-a-wholesale-electricity-market> Accessed, Jan 2017

apartado por si mismo más adelante. Con respecto a aportar confiabilidad, siempre existe la posibilidad de que la demanda fluctúe de forma inesperada, esta demanda no puede quedar insatisfecha en un sistema que se precie de ser confiable por lo que cualquier sistema debe de tener mecanismos que le adicionen flexibilidad. Adicionalmente, pueden ocurrir fallas de centrales eléctricas que representen una parte importante de la oferta que desaparecerá, de donde, un buen sistema eléctrico debe de estar preparado también para este tipo de contingencias.

Parte del problema que estas eventualidades conllevan es que no todas las plantas tienen la capacidad de modificar su capacidad de generación en un tiempo corto (a esto se le denomina capacidad de rampa), de donde, solo algunas de ellas como por ejemplo, las de turbogás estarán en disposición de salir a suplir la demanda faltante, sin mencionar de que esta habilidad depende de que la capacidad de interconexión de la red de transmisión y distribución sea grande, pues si la red no es lo suficientemente grande y con nodos y líneas con alta capacidad, existirá congestión de la red y entonces podría no ser posible abastecer de energía eléctrica a una zona en donde una planta ha fallado, aún estando en línea las plantas de turbogás. Una posibilidad es el almacenamiento de energía mediante hidrobombeo, pero al menos en México, esta es una opción que todavía no es prevalente, por lo que operadores con características similares tendrán que encontrar otras opciones. Las formas típicas de manejar estas situaciones por parte de un RTO son asegurarse de que la capacidad de interconexión sea suficiente así como de procurar un rango de reservas de diversos tipos por cada MWh que se asigne de generación, de tal forma que aun si existe un faltante o pico de demanda, el sistema esta preparado en todo momento para abastecer eventualidades no extremas, en ocasiones, esto se realiza mediante los Mercados de Potencia los cuales serán abordados posteriormente con mayor detalle, (Cain and Lesser, 2007).

1.2.2.1 Power Pool

Como ya se mencionó, una de las formas predilectas de manejar los mercados bajo un esquema de participación con la industria privada es el *pool*. En este esquema toda la energía generada se manda a un mismo sistema de transmisión y distribución compartido entre varios generadores. Una definición formal comprende un *loose power pool* como una “Asociación voluntaria de generadores de electricidad que negocia ventas de electricidad primeramente en modo bilateral”⁷, (Campbell, 2016). Vale la pena mencionar que en el caso Mexicano, la negociación es unilateral.

Por otro lado, un *tight power pool* requiere que la transmisión y distribución de energía se unifiquen, los

⁷En el caso del término *bilateral* hay que hacer una distinción: hay pools donde se aceptan ofertas de generación y ofertas de compra que se les llama bilaterales y son organizadas por un despachador. Por otro lado, existen transacciones bilaterales en las cuales, los oferentes y demandantes de electricidad llegan a un acuerdo para el intercambio de la energía en términos de fecha, precio y cantidad. Estas transacciones no son despachadas por un operador central, pero a menudo, la ley los obliga a notificar al despachador que se llevará a cabo esta transacción. Otra modalidad se refiere a la no existencia de un despachador central y que todo el intercambio se realiza de forma bilateral

costos de cada generador son conocidos, de donde, el despachador hace la asignación utilizando las plantas de generación más baratas y se hace mediante un operador central. En el caso de México, se utiliza el *tight power pool*, el cual de aquí en adelante se le denominará simplemente como el *pool*.

Manejar la electricidad mediante un *pool* tiende a ser una forma económica, pues para llegar a su destino final, la energía eléctrica debe de ser guiada por una serie de rutas controladas por un despachador el cual optimiza los costos mediante complejos algoritmos. Asimismo, lo anterior también se hace con la finalidad de lidiar con los problemas de posible congestión de la red y proveer seguridad al sistema. Los pools se pueden separar como aquellos basados en costos y aquellos basados en precios, en el caso Mexicano, este está basado en costos. Una vez que se establece que la forma de trabajo va a ser mediante *pools*, nuestro siguiente paso es determinar qué tanta área geográfica abarca cada una de estas organizaciones, lo cual, en diversas partes del mundo dio lugar a las denominadas *Regional Transmission Organizations* (RTO's) y también a los *Independent System Operators* (ISO).

1.2.2.2 Regional Transmission Organizations (RTO's) Independent System Operators (ISO)

Es común encontrar que los términos *Regional Transmission Organizations* (RTO's) e *Independent System Operators* (ISO) se utilizan de manera indiferente. En esencial, la idea de ambas denominaciones es crear un *pool* que tenga un alcance regional, por ejemplo, solamente para el estado de Texas en Estados Unidos.

Aunque la definición de ISO/RTO varía por regiones y por países, en el año 2000 la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) estableció cuatro características mínimas que una organización debe de cumplir para poder ser reconocida como RTO:

1. Independencia de participantes de mercado.
2. Alcance adecuado y configuración regional.
3. Posesión y autoridad operacional sobre toda la infraestructura de transmisión dentro del RTO.
4. Autoridad exclusiva para mantener confiabilidad de corto plazo.

De acuerdo con (Hogan, 2000), la separación en generación, transmisión y distribución es insuficiente. Una apertura del sector eléctrico a la inversión privada requiere acceso abierto a la red de transmisión y distribución. Tras disputas por incorporar los derechos de transmisión de varias zonas y, sobre todo, por definir legalmente aspectos como la Capacidad Disponible de Transmisión, Derechos de Propiedad etc., se formaron en Estados Unidos organizaciones sin fines de lucro en zonas en las cuales el uso de la red de transmisión es abierto y parejo, y esta es una de las características fundamentales de la existencia de los RTO/ISO.

Por otro lado, la diferencia entre un RTO y un ISO es apenas perceptible, radica en que el RTO suele tener más responsabilidad de la red de transmisión⁸. En estados Unidos, alrededor del 65% de la energía eléctrica pasa por algún RTO, entre los que destacan California ISO, Electric Reliability Council of Texas, Southwest Power Pool, PJM Interconnection, New York ISO, ISO New England, New Brunswick System Operator, Ontario Independent Electricity System Operator, Midwest ISO, y Alberta Electric System Operator. La Figura 1.3 muestra el alcance geográfico para cada una de estas organizaciones dentro de América del Norte

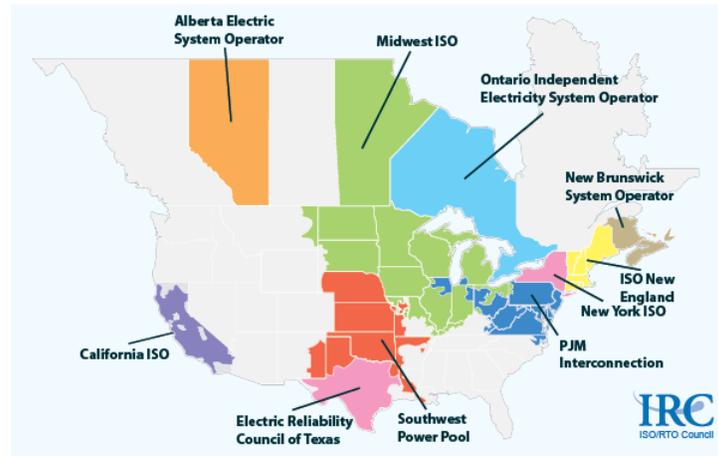


Figure 1.3: Principales Operadores en Norteamérica.

Fuente: Callme Power.

<https://callmepower.com/faq/energy-market/what-is-a-wholesale-electricity-market>

Dadas las características anteriores hay que puntualizar el que los RTO's no venden electricidad directamente a los clientes, sino que la compran de los generadores, la venden a las empresas de distribución, y ellas la entregan a los consumidores finales. Adicionalmente, los RTO's no poseen activos físicos y no toman posiciones físicas o financieras en los mercados en donde operan. Dentro de los RTO's, se pueden clasificar los mercados como aquellos de energía, capacidad y servicios auxiliares. Cada sistema puede adicionar otros mercados que incentivan el uso de ciertas tecnologías, como las renovables.

Para el caso Mexicano, se estableció un operador central, el Centro Nacional de Control de Energía, CENACE, y las cuatro regiones de potencia interconectadas siguientes:

1. Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema más grande del país, desde Puerto Peñasco en Sonora, hasta Cozumel en Quintana Roo.
2. Sistema Interconectado Baja California (BCA).

⁸Callme Power. "What is a Wholesale Electricity Market?". Callme Power. 2015. Available at: <https://callmepower.com/faq/energy-market/what-is-a-wholesale-electricity-market> Accessed, Mar 2017

⁹EIA. "About 60% of the U.S. electric power supply is managed by RTOs". Energy Information Administration. 2011. Available at: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=790> Accessed, Mar 2017

3. Sistema Interconectado Baja California Sur (BCS).
4. Sistema Interconectado Mulegé (SEM): Es un sistema muy pequeño que contiene al municipio de Mulegé al norte de Baja California Sur y a la localidad de Bahía de los Ángeles.

Por otro lado, se define al Sistema Eléctrico Nacional, SEN, como la adición del SIN, BCA, BCS y el SEM mostrado en la Figura 1.4 . Asimismo, el SEN está dividido en zonas de control, las cuales son:

1. Central.
2. Oriental.
3. Occidental.
4. Noroeste.
5. Norte.
6. Noreste.
7. Peninsular.
8. Baja California.
9. Baja California Sur.
10. Mulegé.

Sin embargo, lo que sería el equivalente en México a los operadores norteamericanos, sería un RTO con alcance a todo el país, pues este es el alcance del operador central, (CENACE, 2017).



Figure 1.4: Regiones de Control del SEN.
Fuente: Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2018

1.2.3 Descubrimiento de Precios

En este apartado se presentan las formas de interés a este trabajo mediante las cuales se determinan los precios. La primera se refiere a la asignación de precios basada en mérito, donde posteriormente se profundiza a la forma nodal del fijar el precio, para posteriormente mostrar la forma de compromiso unitario. Cabe mencionar que el proceso no termina aquí, una vez que se hace el compromiso unitario se tiene que realizar el despacho en tiempo real y las centrales asignadas son las unidades que efectivamente van a generar electricidad.

1.2.3.1 Ordenación Basada en Mérito

Primeramente se trata de un modelo de Corto Plazo en el siguiente sentido: la capacidad de generación es fija, en parte por que construir casi cualquier tipo de generador conlleva una cantidad importante de tiempo, desde la planeación, requerimiento de permisos, financiamiento etc. El que exista fijeza en el corto plazo implica que, para una planta ya construida, tiene sentido funcionar en tanto el precio de mercado sea al menos mayor al Costo Variable, de otra forma, tendría pérdidas. De lo anterior, se infiere que en el Corto Plazo el Costo Variable deba ser igual, o al menos debe de estar cerca al Costo Marginal. Esta característica es lo que hace posible el construir la curva de oferta, en donde, cada escalón es el costo marginal de cada generador; dicho de otra forma, la curva de oferta se obtiene ordenando por precio de menor a mayor, las ofertas de los generadores¹⁰, (Deane, Deane). Por ejemplo, en una transacción hipotética de una subasta de corto plazo, si la demanda es de 100 MWh y se tienen 5 empresas generadoras las cuales mandan a la subasta sus ofertas de generación eléctrica precio-cantidad de la siguiente manera¹¹, propuesta por empresa:

Empresa A: \$2/MWh, capacidad 30MWh.

Empresa B: \$3/MWh, capacidad 30MWh.

Empresa C: \$7/MWh, capacidad 30 MWh.

Empresa D: \$10/Mwh, capacidad 50 Mwh.

Empresa E: \$15/Mwh, capacidad 40 Mwh.

La idea básica de asignación basada en mérito es organizar todas las propuestas por precio, desde menor hasta el mayor, y comenzar a asignar las unidades desde la más barata hasta agotar toda la capacidad de generación que esta posea si es que no se ha satisfecho la demanda, como en este ejemplo la demanda es de 100 MWh la asignación sería la siguiente:

¹⁰Nótese que en algunos países la demanda es un pronóstico y como tal, a menudo, la demanda real es diferente a la pronosticada, de tal manera que el precio puede ser diferente al estipulado inicialmente si es que el último generador que se había estipulado ya no tiene la capacidad de abastecer la demanda

¹¹Open Electricity Economics. "The Price and Value of Electricity". *Open electricity Economics*. Date unavailable. Available at: <http://www.open-electricity-economics.org/book/text/04.html> the - price - and - value - of - electricity Accessed, Mar 2017.

Despacho por empresa:

Empresa A: Asignación de 30MWh.

Empresa B: Asignación de 30MWh.

Empresa C: Asignación de 30MWh.

Empresa D: Asignación de 10MWh.

Empresa E: No Asignada.

El precio que se les paga a todos los participantes asignados no es el que propusieron en la subasta, sino el precio de la última unidad asignada, en este caso, el precio que se les paga a todos es de la empresa 4 que fue de $\$10/MWh$. El ejemplo descrito es muy simplista, este no considera los costos de encendido y apagado que poseen algunas plantas generadoras (*startup shutdown costs*); adicionalmente, por lo general se realiza una subasta simultánea de múltiples productos que son co-optimizados, de donde, el modelo real es bastante más elaborado.

Una observación adicional es que la Asignación Basada en Mérito solo organiza las ofertas de menor precio a mayor, en principio, cada oferente tiene la flexibilidad de enviar la oferta que mejor le parezca, es decir, puede mandar precios por debajo de sus costos, o muy por encima de estos de acuerdo a su estrategia de puja. Sin embargo, con el fin de contener prácticas de poder de mercado, muchos países han prohibido este comportamiento y obligan a los oferentes a hacer ofertas basadas en costos, más específicamente, basadas en el Costo Marginal, lo cual se le denomina *Marginal Cost Pricing*. En ocasiones, se utilizan los Costos Variables para hacer las ofertas, es decir, en este mecanismo, los Costos Fijos no se consideran sino que se recuperarán mediante otros mecanismos.

La asignación tiene incentivos naturales para las energías renovables, pues por lo general, estas tienen costos marginales y variables muy bajos. Dado que el mercado eléctrico mayorista integra primero a aquellos generadores con el menor costo, este tipo de energías tiene mayor probabilidad de ser seleccionada. En general, a este sistema de asignación se le denomina de costos fijos por ordenes basadas en mérito.

Adicionalmente, dado que algunas de estas tecnologías de generación poseen costos fijos muy altos, el Mercado Eléctrico Mexicano estipula la existencia de dos instrumentos adicionales para generar ingresos. Uno son los Certificados de Energías Limpias, y otro es la Potencia. El caso de la Potencia su funcionamiento es similar al del CEL, los generadores de tecnologías no clasificados como limpias la ofrecen y los consumidores están obligados a comprarla en forma proporcional a su consumo.

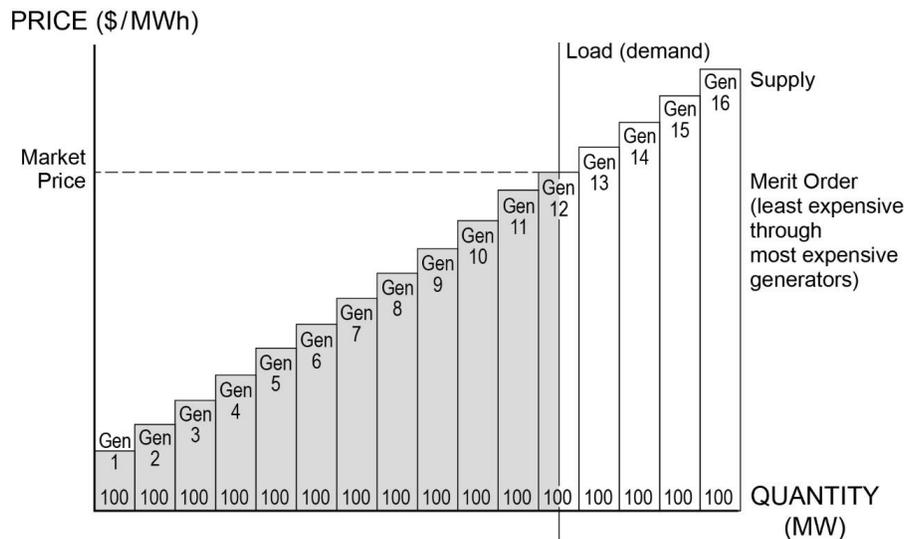


Figure 1.5: Asignaciones de plantas generadoras basadas en orden de mérito.

Fuente: Keay, Malcom. “Electricity Markets are Broken – can they be fixed?”. OIES EL 17. (2016):1-39

Por otro lado, es menester mencionar que, en el caso mexicano, las subastas no solo ofrecen uno sino múltiples productos por vez dentro de los denominados paquetes. Así, dependiendo el horizonte de tiempo y la subasta en la que se participe, sea de productos físicos o financieros, se subastarán varios productos, por ejemplo, en una subasta simplificada de día en adelante diversas empresas podrían presentarlos siguientes paquetes ofertados:

Ofertas:

Paquete 1: Cantidad: 50MW, Precio: \$15 MWh y 60 CEL.

Paquete 2: Cantidad: 20MW, Precio: \$25 MWh y 20 CEL.

Paquete 3: Cantidad: 50MW, Precio: \$15 MWh y 60 CEL.

Consecuentemente, la subasta no es simple y se resuelve mediante un optimizador de Enteros-Mixtos. La Figura 1.6 muestra el servicio ofrecido en cada mercado, por ejemplo, en todos los de corto plazo se ofrece energía, servicios conexos y certificados de energía limpia. El resto de los mercados tienen la finalidad de dar certeza a las inversiones así como de agregar coberturas a las posiciones de los participantes de mercado. Estos mercados se abordarán con mayor detalle más adelante.

En adición a lo anterior, no solo son paquetes despachados en orden de mérito a precio uniforme la forma en como se dan las asignaciones en México, sino que, dado lo diversa que es la red eléctrica nacional en términos de la conectividad y pérdidas, el costo de generar en una región puede ser muy diferente de generar en otra contigua; con la finalidad de establecer un precio que refleje lo anterior se utiliza un mecanismo denominado fijación de precios marginales basada en locación, el cual se abordará en otra sección.

Terms	Market modalities	Products				
		Energy	Ancillary services ⁽²⁾	Clean Energy Certificates (CECs)	Capacity	Financial Transmission Rights (FTR)
Short term From 1 hr to 1 day before 	Real Time Market (RTM)	✓	✓	✓		
	Hour Ahead Market (HAM) ⁽²⁾	✓	✓	✓		
Medium term From 1 month to 3 years	Day Ahead Market (DAM)	✓	✓	✓		
	Auctions	✓			✓	✓
Long Term From 3 years to 10 years	Assignments	✓				✓
	Funding				✓	✓

(1) The CENACE payments for Off-Market Services will include the following charges and payments: i) Transmission Service; ii) Distribution Service; iii) Market Operation and System Control Service; iv) Ancillary Services not included in the Market (Reactive Reserves, Reactive Power and emergency start-up Service). The CRE will determine Regulated Rates for all off-market services.

(2) As from 2018, the DAM and the RTM will be complemented by an Hour Ahead Market (HAM).

(3) Ancillary Services included in the market are: Regulation Reserves, Rolling Reserves, Operating Reserves and Supplementary Reserves. Those not included in the market are: Reactive Reserves (voltage control, availability for injection or withdrawal MVA), Reactive Power (voltage support, injection or withdrawal of MVA) and emergency start-up.

Figure 1.6: Productos ofertados en los diferentes horizontes de tiempo.
 Fuente: PWC, “Summary of the Power Market Rules”. PWC Research (2015): 1-27.

1.2.3.1.1 Peligro de fijación de Precios mediante Costo Marginal. Este breve apartado versa acerca de la posibilidad de que la forma en como se estipula el mercado actualmente no sea la idónea. El argumento principal se basa en que, podría no ser factible forzar a los generadores a crear ofertas que netamente reflejen sus costos dado lo complicado que puede ser estimar el costo marginal de cada planta. Más aún, otros costos como los de encendido, oportunidad y apagado, adicionan variables difíciles de estimar. Adicionalmente, el forzar a los generadores a ofrecer estrictamente lo que les cuesta, elimina la fijación de precios por escasez, la cual muestra señales de precios para la oferta y demanda. En este esquema, al permitir que las señales surjan por medio de los precios, el lado de la oferta puede conocer y responder cuando exista un exceso o faltante de generación. Una situación similar ocurre por el lado de la demanda. El esquema de precios por escasez no es perfecto, y cuando este no se aplica adecuadamente, genera los siguientes inconvenientes, (Hogan, 2014b).

- **Incentivos de inversión:** Podría no haber suficientes incentivos para que las empresas generadoras inviertan en la infraestructura necesaria para el adecuado abastecimiento de energía eléctrica. Para intentar solucionar este inconveniente, usualmente se crea un mercado de potencia (capacity market), como el creado en México, el cual es básicamente un mercado donde se negocian incentivos de inversión por medio de la Potencia.
- **Respuesta de demanda:** Como se mencionó anteriormente, la demanda puede responder a precios altos cuando se permite fijación por escasez.
- **Energía Renovable:** El problema está dado en que este tipo de energías es en general, intermitente, sin mencionar que tienen costos marginales cercanos a cero. Una fijación de precios por escasez correcta reduce la participación de los pagos de capacidad e incentiva renovables.

- **Precios de transmisión:** Hipotéticamente, esto ayuda a reducir la congestión en tanto los precios altos por alta congestión señalizan la necesidad de incrementar las líneas de transmisión y distribución.

La asignación basada en orden de mérito, como se hace en México, se le denomina eficiente ya que las plantas de menor costo son asignadas, aunque a todos se les pague el mismo precio, y si alguna de estas no cumple su obligación de generación, se podría asignar a una de las plantas fuera de mérito. Sin embargo, de acuerdo con (Keay, 2016) este método no asegura la recuperación de los costos totales, como ya se había indicado anteriormente.

La cuestión es que, si en los periodos de tiempo cortos donde ocurren fallas en el sistema, las plantas no asignadas inicialmente que tras la falla deben de entrar en operación, reciben el ingreso suficiente para que su inversión sea rentable y, por consecuente, continúen invirtiendo en capacidad en el largo plazo. Por un lado, el confiar en que los altos precios prevalecerán durante un periodo de tiempo largo puede resultar en una apuesta difícil. Por otro, es cuestionable que un sistema de generación se base en que el precio será alto, los consumidores finales probablemente estarán inconformes.

Como se mencionó, uno de los principales objetivos de la reforma al sector eléctrico en México es el lograr precios bajos, y esta forma de asignación podría complicar el cumplimiento del objetivo. Como menciona (Keay, 2016), “Cuando la demanda está en lo más alto de la orden de mérito (organizadas de menor a mayor, hasta la última que es asignada), por definición no hay competencia efectiva ya que de todas formas todos los otros generadores están produciendo”. Como comentario al margen, México no utiliza el costo marginal sino el variable, esto se hace con la finalidad de tratar de recuperar las pérdidas de capital. Sin embargo, sigue siendo cuestionable si esta cantidad será lo suficiente para recuperar los costos de largo plazo de una planta, los cuales suelen ser onerosos y, por el otro lado, claramente esta la disyuntiva de en qué punto el precio es demasiado alto.

1.2.3.2 Compromiso Unitario

Se trata de un modelo de corto plazo que se refiere a una característica fundamental del esquema basado en mérito, y esta es que, los generadores pueden ajustar muy rápidamente su producción para hacer frente a variaciones inesperadas. Sin embargo, esto raramente ocurre, por ello, un modelo completo debería de abordar este aspecto. La posibilidad de ajuste rápido implica que cada hora de asignación sea considerada independientemente del resto por el modelo. Adicionalmente, por lo general, un modelo estándar no toma en consideración los costos de encendido y apagado de los generadores. Estos costos, rara vez son despreciable pues el simple encendido de una caldera de una carboeléctrica, por ejemplo, conlleva un proceso de llevarla a la temperatura ideal, y este paso implica tiempo en el cual se consume combustible por el que no se está

pagando. De no realizar el proceso completo de llevar la caldera y equipo a sus estados ideales de generación, se podría arriesgar a daños irreparables en los equipos. De la misma forma, el proceso de apagado no es inmediato y a menudo conlleva uso de químicos y gasto de combustible. Dado lo anterior, es común que los generadores que afrontan este tipo de costos se asignen por un periodo grande de horas, no de forma esporádica¹², (Montero, 2022).

El modelo de Compromiso Unitario puede tomar en consideración los aspectos mencionados, es decir, la capacidad de rampa así como los costos de encendido y apagado. El problema de compromiso unitario se entiende como aquel que “optimiza el estado encendido/apagado de las unidades generadoras para satisfacer las demandas pronosticadas y los requerimientos de reserva para aportar la asignación (despacho) de menor costo”, (Huang et al., 2017), (Gollmer et al., 2000). La descripción de la función objetivo se realizará posteriormente, en el capítulo enfocado a la aplicación empírica utilizando el modelo BALMOREL.

Adicionalmente, existe el problema del *Must-Run*. Este se refiere a que algunas plantas producen calor en adición de electricidad, como por ejemplo, las de ciclo combinado. Si el precio de la electricidad es bajo, y el operador decide apagar esta planta, entonces no solo deja de abastecer electricidad, sino que también calefacción, por ende, podría alterar algún proceso industrial o bien de simple calefacción de distritos residenciales, por lo que este tipo de plantas no puede ser apagado tan fácilmente, de hecho, a menudo se les obliga a generar electricidad a pesar de tener pérdidas con la finalidad de no afectar los flujos antes mencionados, a este acontecimiento se le denomina Operación Forzada o *Must-Run operations*.

Finalmente, la optimización de un modelo con estas características en general no es simple, no es lineal y a menudo involucra muchas no-convexidades, de donde, puede ser que el resultado final no sea el óptimo, sino una aproximación, por ello, algunos de los despachos podrían involucrar pérdidas para los generadores y por ello se crearon las garantías de suficiencia de ingresos (*lift-up payments*).

1.2.3.3 Despacho Económico

El problema de asignación de energía no termina aquí, sino que como se dijo anteriormente, se tiene que considerar la existencia de congestión en la red eléctrica así como otras restricciones técnicas como capacidad de rampas, reservas, límites de transmisión, mínimos/máximos niveles de generación, para determinar las unidades que verdaderamente generarán la energía, etc. A este problema se le denomina *Security Constrained Economic Dispatch* o *Network Constrained Economic Dispatch*, ()

¹²Open Electricity Economics. “The Price and Value of Electricity”. *Open electricity Economics*. Date unavailable. Available at: <http://www.open-electricity-economics.org/book/text/04.html> the-price-and-value-of-electricity Accessed, Mar 2017.

Supongamos que el generador 1 acordó con el demandante 1 mediante un contrato bilateral la venta de 50 MW en el Mercado del Día en Adelante. El que exista este compromiso legal no necesariamente significa que sea el generador 1 el que va a tener encendido su equipo el día de mañana para cumplir su obligación, podría incluso ser el generador 2 o el 3 quien cumpla y el 1 ni si quiera estar en línea. Esto se debe a que el despachador debe de asignar la generación en cada momento respecto al costo más bajo con respecto a los generadores que están disponibles en determinado momento y con respecto a las restricciones técnicas. Un punto por demás importante es que una de las restricciones que se consideran en el problema de programación lineal para optimizar es la generación/consumo y congestión en una ubicación en específico, de tal forma que el despacho se ha de hacer nodo por nodo, (Cain and Lesser, 2007).

Por el lado de la congestión de la red, este factor debe de ser considerado de tal forma que el precio de la energía lleva un sobreprecio cuando algún nodo está saturado. Lo anterior trae consigo el que, se permitan precios marginales basados en locación, Locational Marginal Pricing (LMP).

1.2.3.4 Fijación de Precio por Locación

Location Marginal Pricing (LMP) es la metodología que se estableció para formar precios en el mercado eléctrico. En ella, se establece el precio de la electricidad en cada nodo como el costo por incrementar la generación en una unidad adicional (digamos MWh). La idea básica de considerar el precio por nodo es que, cada nodo tendrá diferentes niveles de demanda, a tal punto en que será común que algunos de esos nodos se saturen, entonces, el precio de llevar la energía desde el nodo A hasta el nodo C pasando por el nodo B no necesariamente es el mismo cuando hay congestión, que cuando no la hay. Dicho de otra manera, LMP se refiere al costo marginal teniendo en cuenta las características de la red, es decir, la posibilidad de congestión en la red de electricidad. De tal forma que, no hay un único precio para todos los consumidores, sino uno por nodo, (Biggar and Reeves, 2016), (Litvinov, 2009). En cierto sentido, es similar a aplicar el modelo de optimización a cada área geográfica. Los costos no se reparten entre todos y cada generador paga extra por la congestión que ocasionó.

En LMP, en general, los precios son determinados mediante subastas. Este esquema se diseñó con dos objetivos, despachar eficientemente y aportar precios que reflejen el costo real en el nodo. Cada restricción (dada por la capacidad de transmisión de las líneas) tiene asociado un precio sombra; este está dado por la reducción en el costo total de despachar que ocurriría si una restricción en particular fuera recibida. Cuando se multiplica el precio sombra por la cantidad de energía eléctrico requerida es la renta perteneciente a esa restricción, (Frontier *Economics.*, 2008).

LMP es utilizado en *pools* grandes a nivel internacional como PJM Interconnection, el cual es una RTO

que coordina transmisión en al menos 14 estados de los Estados Unidos de América; también es usado por ERCOT en Texas, Nueva York, Nueva Inglaterra, Nueva Zenlandía y Singapur. Más importante que todo, esta metodología es la que se utiliza en el Mercado Eléctrico Mexicano. LMP o Nodal es una propuesta alternativa a dos mecanismos denominados *Discriminatory Pricing* y *Zonal Pricing*. Cada uno de ellos puede tener asociado al menos dos formas de subastas, *Uniform Pricing* y *Pay-as-bid*, (Hausman et al., 2006).

Uniform Pricing: en este esquema, a todos los proveedores se les paga el mismo precio correspondiente al del generador asignado más costoso.

Pay-as-bid: en este esquema, a cada generador se le paga lo que ofertó.

Muy frecuentemente es posible servir la carga a zonas aledañas usando plantas de carga base con costos reducidos. Sin embargo, cuando la demanda aumenta y las líneas de transmisión se saturan, un nodo en particular, digamos el nodo A el cual tiene escasez de generación, importará tanto como puede de los nodos aledaños en tanto estos tengan un precio menor al local. Cuando las líneas de transmisión se saturan, entonces la generación se hace con las plantas y los precios del nodo A.

LMP puede ser pensado como un taxi por ejemplo, como un sistema de conductor privado Uber o Cabify, estas plataformas usan sistemas de fijación de precios por discriminación de acuerdo al tráfico, la hora, la región desde donde se toma el transporte y la zona final. Cuando no hay tráfico la tarifa será baja y de cierta forma predecible. En tanto, cuando hay tráfico, la tarifa tenderá a subir, en cierto sentido esta es la forma en como funciona LMP aunque cada tiene particularidades que un taxi no tiene¹³.

Concretamente, enfocándonos en el sector eléctrico, suponga el lector que se tienen dos nodos, uno que abastece el poblado Allende y otro que abastece el poblado de Ayala. Al año 2017, en Allende la carga es de 40MW y en Ayala es de 50MW para tener una demanda total de 90MW en todo el sistema representado aquí solo por dos poblados. Si además, Allende tiene una planta hidroeléctrica de 70MW a un precio de \$15MWh y Ayala tiene una de Turbogás de 30MW con un precio de \$60MWh. Adicionalmente, existe una línea de transmisión de apenas 20MW.

Nótese que el abastecimiento de la demanda ocurre de la siguiente manera: Allende no tiene problemas de abastecimiento, suple su carga de 40MW con su hidroeléctrica al precio más bajo del sistema, \$10MWh y tiene un remanente de 30MW. El poblado de Ayala tiene algunas complicaciones. La primera es que su planta de turbogás no puede generar toda la energía eléctrica que requiere y, en segundo lugar, el precio por

¹³Pham, An. "Introduction to Electricity Markets". Class lecture, PennState College of Earth and Mineral Sciences. John A. Dutton e-Education Institute. Available at: <https://learn.pjm.com/three-priorities/buying-and-selling-energy/lmp.aspx> Accessed, Mar 2017.

MWh es cuatro veces superior al de Allende.

La estrategia para abastecer a Ayala es entonces, mandar tanto como sea posible de la electricidad remanente del nodo de Allende. Sin embargo, la línea de transmisión solamente puede soportar 20MW. Los restantes 30MW de carga solicitada por Ayala no satisfecha por Allende han de ser generados por la planta local de Turbogás. Al final, la carga total es completamente satisfecha por ambas plantas generadoras y solo permanece la interrogante de qué precio se debe de cargar a cada poblado.

Como podría resultar injusto repartir el costo entre ambos poblados, la idea de *Locational Marginal Pricing* es que se cargue el precio marginal de generación correspondiente a cada poblado. El nodo de Allende recibe un precio (marginal) de \$15MWh en tanto para el nodo de Ayala, el precio es de \$60MWh. Esta forma de asignación de precios puede ser pensada desde cierta perspectiva como más justa. Sin embargo, en este esquema, zonas remotas del país las cuales usualmente son zonas agrícolas y de escasos recursos, tienen costos marginales altos y por consiguiente recibirán precios finales altos.

La hipótesis subyacente en *Location Marginal Pricing* es que esta forma de fijación de precios es más eficiente en términos de asignación de capacidades escasas en comparación con un precio fijo para todos los consumidores, (Jeske et al., 2005). Sin embargo, este argumento ha sido seriamente debatido en la práctica como se presentará más adelante.

Zonal Pricing: este esquema surge por la complejidad que representa establecimiento de precios nodales junto con la enorme cantidad de coordinación requerida para hacerlo funcionar. *Zonal Pricing* pega zonas con características similares abarcando varios nodos y fija el mismo precio dentro de esa zona. En algunos lugares como dentro del Pool Europeo, casi la países enteros suelen comprender una sola zona, (Holmberg and Lazarczyk, 2012).

1.2.3.4.1 Nodal Pricing podría ser una estrategia equivocada. *Nodal Pricing* es un esquema efectivo cuando las redes de transmisión son lineales o radiales. La razón es la falta de incentivos a transmitir e invertir en ella. Sin embargo, parte central del sistema es el establecimiento de precios de transmisión basado en diferencias de precios nodales. De hecho, el uso de este sistema, deriva en parte de una analogía con los sistemas de transporte. En el siguiente ejemplo establecido en (Oren et al., 1995) se presenta una circunstancia que puede emerger en estos casos: si un bien tiene precio A en la zona 1, entonces, el precio de ese mismo bien en otra zona, digamos 2, debe de ser A más el costo de transporte a la zona 2. De lo contrario, si el precio fuera diferente, entonces habría posibilidades de arbitraje.

Si los precios de transporte se incrementan, ya sea por un uso excesivo de las carreteras o por que simplemente las autoridades decidan incrementar el precio, la diferencia de precio entre 1 y 2 también se creará. De hecho, esta diferencia entre los precios nodales de 1 y 2 representa las pérdidas marginales de transmisión de 1 a 2 o el valor de eliminar la congestión en esa línea e igualmente representan el costo de transporte. Si no hubiese pérdidas de transmisión, las diferencias de precios nodales se interpretan como la ganancia en bienestar.

Sin embargo, esta analogía no representa adecuadamente lo que ocurre en un mercado eléctrico ya que en redes eléctricas no hay competencia entre operadores de transmisión, al menos no de la manera usual, por ende, este mercado tiene más parecido con un impuesto por externalidad que establece el operador de mercado, no el mercado, y para que el mercado se vacíe óptimamente, es necesario incluir restricciones. Más aún, de acuerdo con (Oren et al., 1995), en redes complejas podrían ocurrir los siguientes fenómenos:

1. Líneas que no han sido saturadas pueden tener diferencias nodales de precios mayores que las pérdidas marginales por congestión en otra línea.
2. Derechos de transmisión en una red dinámica no son compatibles con despacho económicamente eficiente.
3. En despacho eficiente, la energía eléctrica podría fluir de los nodos de a los precios a los de bajo.

Como se dijo anteriormente, el sistema de precios nodales es útil cuando la red es relativamente simple, como una lineal. Sin embargo, el caso Mexicano es el de una red troncal, por ende, podría ser cuestionable la aplicación de esta técnica. Más aún, otras inconsistencias existen con respecto a LMP, como por ejemplo, en ocasiones unidades que son despachadas para aportar energía de reserva se les considera fuera de mérito, lo que trae un precio más bajo en un momento donde habría habido escasez y donde el precio pudo ser mayor. Por otro lado, en ocasiones los administradores de la red reducen el voltaje de la red sin crear una señal de escasez, el problema es el mismo que en el caso anterior, el precio es menor que el que debió ser pagado, este problema prevalece a pesar de fijar cotas a los precios. Si el problema no se aborda, se puede crear un faltante de inversión incluso cuando el mercado *forward* de capacidad esté en funcionamiento.

1.2.3.5 El Problema del Dinero Perdido (Missing Money)

De acuerdo con (Hogan, 2017), el problema se refiere a que, si a los generadores no se les compensa lo suficiente por sus servicios y por el riesgo que asumen cuando realizan la cuantiosa inversión de las plantas generadoras, entonces, futuras inversiones en la industria podrían verse mermadas. Las compensaciones son variadas y dependen del sistema eléctrico en cuestión, la primera viene dada de manera natural en el precio, en horas pico, los generadores han cobrado encima de USD\$1,000 MWh y en ocasiones bastante más en los *pools* de Estados Unidos como por ejemplo en CAISO. Dado lo vertiginoso que puede ser el incremento del

precio, algunos reguladores han optado por imponer topes a los precios y es en este punto que los generadores argumentan, se requieren el ingreso proveniente de esos altos precios para compensar los costos de inversión inicial, más operación y mantenimiento¹⁴, de lo contrario, podría haber un problema de desinversión ya que una gran preocupación en la industria eléctrica son los altos costos fijos, por ejemplo, una central de ciclo combinado puede fácilmente costar más de USD\$3,000 millones, en tanto una nucleoelectrica puede costar más de USD\$6,000 millones solamente en su construcción, sin contar el costo de los estudios de seguridad, prefactibilidad, daño ambiental, decomisión, etc.

El problema se agranda cuando se considera que mientras más se incrementa la penetración de energías renovables el precio de la energía eléctrica tiende a decrementar, lo que pone en riesgo la operación de de centrales de generación convencional¹⁵. Al respecto cabe mencionar que es un problema para los generadores no para los consumidores, quienes de hecho se ven beneficiados por los precios bajos. Se argumenta que esto es un peligro dada la intermitencia de las fuentes renovables. Sin embargo, como se mencionará en la sección correspondiente, el problema de la intermitencia puede ser tratado fácilmente con hidrobombeo o con una correcta diversificación de las zonas de donde se toma la energía renovable. Adicionalmente, se debe notar que este problema ocurre principalmente en los *Energy Only Markets*, en donde no hay mecanismos o mercados complementarios que subsanen la falta de ingreso, (Hogan, 2005). Consecuentemente, cuando hay mercados complementarios, geodiversificación de las energías intermitentes, y centrales de almacenamiento, el problema del ingreso faltante puede ser mitigado.

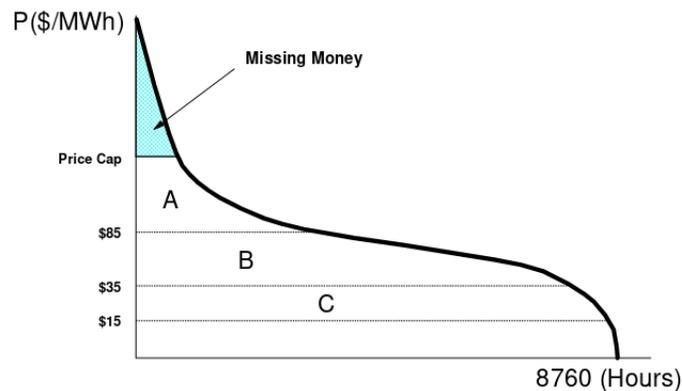


Figure 1.7: Dinero Perdido por Topes de Precio en una Curva de Duración
Fuente: (Hogan, 2005)

En México, se optó por un esquema de compensaciones no basado en un precio de mercado libre, es decir, el mercado mexicano no es un *Energy Only Market*, sino que todas las ofertas están basadas en costos, de donde los generadores recuperan sus costos variables en el mercado de corto plazo. Utilizando mecanismos

¹⁴Borenstein, Severin. "Missing Money". *Energy Institute at HAAS*, April 3, 2017. Available at: <https://energyathaas.wordpress.com/2017/04/03/missing-money/> Accessed, Dec 2019.
¹⁵*Ibidem*

y mercados complementarios recuperan sus costos fijos, de donde, si el sistema completo funciona bien, es decir, precio de mercado más mecanismos de compensación, el problema de Dinero Perdido no tendría porqué existir en México.

1.2.3.6 Una Anomalía Cada Vez Más Común: Precios Negativos

Este es un fenómeno poco frecuente en el mercado eléctrico, sobre todo en el Europeo, aunque . De hecho, cuando el precio es negativo las empresas generadoras pagan a los usuarios por usar su energía, (Woodman, 2011). Aparecieron por primera vez en Alemania en 2007 en el mercado intradía; no necesariamente son algo frecuente, en Alemania, por ejemplo, ocurrieron por 56 horas en 15 días, aunque Alemania es ejemplo de un mercado donde la cantidad de energías renovables (las cuales poseen poca flexibilidad) está aumentando vertiginosamente. La existencia de precios negativos es consecuencia, entre otras razones, de que algunas plantas de generación convencional tienen costos de apagado altos, y se prefiere mantenerlas encendidas y regalar la energía que incurrir en el costo de apagado y posteriormente de encendido, (Genoese et al., 2010), (Hoffing et al., 2015).

Algunos ejemplos de plantas con este tipo de costos son las nucleares, de carbón o ciclo combinado. La existencia de precios negativos es más común en Organizaciones Regionales de Transmisión (RTO's), que en Mercados Bilaterales, sin embargo, en ambos casos han llegado a ocurrir. Algunas de las causas son las siguientes, (EIA, 2012):

1. Por cuestiones de costo y por temas técnicos, se prefiere que las plantas nucleares estén a potencia promedio en vez de estar subiendo o bajando la generación de acuerdo a la demanda, por ello son carga base.
2. Las plantas hidroeléctricas no están enteramente comprometidas con la maximización de beneficios de la generación eléctrica, deben cumplir con regulaciones como las ambientales, las cuales exigen cierto flujo de agua para mantener las poblaciones de peces y procurar la irrigación de cultivos. Asimismo están sujetas a la cantidad de agua que almacenan, de esta forma, en época de escasez de flujo de agua no pueden comprometer generación.
3. Existen penalidades de mantenimiento y de costo de combustible cuando los operadores apagan o encienden turbinas al variar la demanda, por ende, prefieren mantenerlas encendidas.
4. Algunos generadores pueden tomar un impuesto crédito a la producción.

La ocurrencia de precios negativos es más frecuente en mercados donde existe una proporción grande de plantas con poca flexibilidad, como nucleares, hidroeléctricas o eólicas. Ciertamente, los precios negativos

no son malos en tanto señalizan la necesidad de invertir en flexibilidad.

Un potencial mecanismo de contención puede ser la adición de liquidez al mercado por medio de acoplamiento de mercados. Cuando un mercado tiene exceso de oferta, otros nodos pueden ser abastecidos exportando el excedente. Esta solución asume implícitamente que existe la capacidad de la red de transmisión para mandar las cantidades de energía sobrantes.

1.2.3.7 Volatilidad de Precios

La volatilidad de los precios en un *pool* tiende a aumentar. De hecho, una de las causas no necesariamente tiene que ver con el hecho de que la electricidad se mande al mismo, sino por la variación súbita de la demanda, la no existencia de mercados de corto plazo, la ausencia de almacenamiento, la fijación de precios mediante mecanismos externos a la oferta y la demanda¹⁶.

Injustificadamente se suele culpar a las fuentes renovables de la volatilidad. Cuando hay una alta penetración de renovables sin sistemas de flexibilidad, en efecto podría traer variaciones abruptas. Sin embargo, ningún planificador en su sano juicio pretendería implementar sistemas intermitentes sin implementar paralelamente mecanismos de flexibilidad, los cuales, pueden mitigar totalmente las variaciones abruptas, haciendo una alta penetración de energías intermitentes factible, confiable y rentable. De acuerdo con el *Global Wind Energy Council*¹⁷, solamente a lo largo del 2016 se instalaron 54GW de energía eólica alrededor del mundo. La meta es que al año 2021 se llegue a los 800 GW de capacidad instalada. Por otro lado, al año 2015, la energía solar alcanzó una capacidad 227 GW, produciendo el 1% de la carga total del planeta. Los principales inversores han sido Europa y Asia, quienes han invertido casi 200 veces más capacidad que toda Latinoamérica y el caribe.

Finalmente, a pesar de que estas fuentes generadoras sean intermitentes, este ocasional faltante de generación de una sola planta en un área geográfica, puede ser mitigado e incluso eliminado totalmente incluyendo múltiples centrales en locaciones diferentes y apartadas unas de otras, de tal forma que cada una dependa de sistemas climáticos diferentes, es decir, una sola planta es intermitente, 20 plantas intermitentes unidas tienen una generación más predecible y sobre todo, continua. Dicha estrategia se le denomina GeoDiversificación o Diversificación Geográfica, como se muestra en la Figura 1.8.

Una potencial debilidad de la forma de operar del mercado es que, de acuerdo con (Cain and Lesser,

¹⁶Por ejemplo, en Nepal la fijación de precio llegó a estar basada en motivaciones políticas y no de mercado, el precio fue bajo por tiempo prolongado, los generadores no recuperaron sus costos y se cayó en desinversión.

¹⁷Global Energy Council. "Global Wind Report 2019". *GWEC*, 2021.
Available at <https://gwec.net/global-wind-report-2019/> Accessed, Mar 2020.

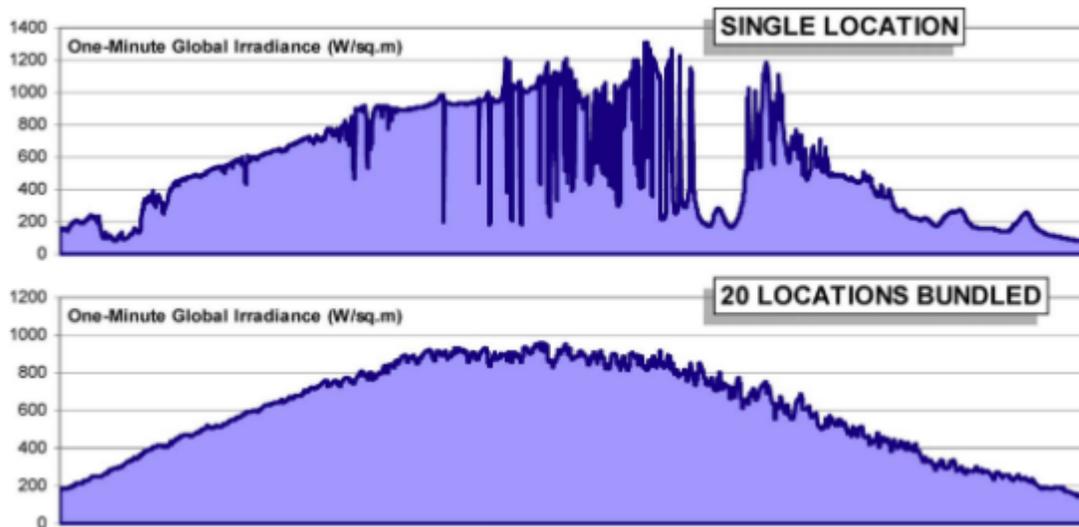


Figure 1.8: Reducción de la volatilidad al aumentar las fuentes generadoras.

Fuente: Renewable Choice. <https://www.renewablechoice.com/>

2007), una parte notable de los mercados liberalizados permiten una formación de precios independiente y acorde a las necesidades. Por otro lado, el que los precios sean visibles y representen el funcionamiento de mercado, indica cuándo hay un exceso o faltante de producción. De la misma forma, precios altos de forma constante podrían indicar falta de inversión en un sector en particular de la red.

Sin embargo, esta visión de mercado asume que la libertad que tienen los precios de ser independientes y de estar en dominio público, les permite ser consultados por todo agente económico interesado en revisarlos, lo cual, de ser cierto, podría tener consecuencias positivas. Por ejemplo, cuando los precios son altos, los agentes tenderían a racionar el uso de energía eléctrica y con ello se balancearía oferta y demanda. El punto es que, a menudo, los consumidores no monitorean los precios en tiempo real y ello complica tomar decisiones de su uso. Más aún, a pesar de que los consumidores supervisaran los precios constantemente, el grueso de los usuarios no puede simplemente dejar de usarla dado lo inelástico de su demanda, (Woodman, 2011). Por ejemplo, los trenes subterráneos, el alumbrado público, los centros comerciales, o fábricas, no pueden dejar de funcionar cuando el precio de la energía se alto, de donde, el beneficio que se indicaba en (Cain and Lesser, 2007), referente al descubrimiento de precios, podría estar sobrevalorado.

En suma, México estableció un *pool* con un despachador central, el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y se crean mercados de liquidez y complementarios. Comprende el mercado de energía de corto plazo (el mercado día en adelantado y el mercado en tiempo real), el mercado de balance de Potencia, mercado de certificados de energías limpias, subastas de derechos financieros de transmisión y las subastas de mediano y largo plazo.

1.3 Generalidades de los Mercados Eléctricos Mayoristas

Desde la liberalización de los mercados eléctricos, se han hecho diversos intentos por establecer el mejor esquema de mercado tanto para el consumidor como para el generador, es decir, se intenta que el mercado ofrezca la electricidad al mejor precio posible pero que a su vez, el precio no sea tan bajo como para causar desinversión en el sistema. Claramente los mercados no son perfectos y definitivamente hay mucho espacio para mejora. Sin embargo, los esquemas que se presentan en el resto del proyecto son los que mejores resultados han arrojado en la práctica a la fecha de elaboración.

En términos de la entrega de sus productos, los mercados eléctricos pueden ser divididos en Físicos y Financieros. En los mercados físicos existe una entrega de energía y dinero al vencimiento. En cuanto al mercado financiero, este solamente involucra la entrega de dinero al vencimiento y no necesariamente existe la obligación de entregar energía, únicamente se tiende a indicar la intención del participante. El comprador paga el precio contractual y el vendedor paga el precio índice que usualmente es el precio del operador central. Algunos de los productos intercambiados son contratos spot de día en adelantado, contratos de carga base, contratos de carga de pico, contratos spot intradía, forwards físicos, futuros y opciones. En ambos tipos de mercados, es común que exista un órgano de ajuste (*settlement*) o cámara de compensación, el cual se encarga de verificar la legalidad y entrega de los productos, (Wolak, 2003). De acuerdo con (Eesti-Energia et al., 2005), otra forma de dividir la generación física de energía es en Transmisión y Distribución, Mercado al mayoreo (Wholesale) y, Mercado al menudeo (Retail).

La mayor parte de la energía eléctrica es negociada en el mercado de mayoreo. De hecho, en Europa y en Norteamérica entre el 65% y el 85% de la energía se vende en este mercado. El restante se vende a nivel menudeo en mercados de corto plazo, ya sea en el de día en adelantado o de tiempo real. Ninguno de estos dos mercados debe de ser despreciado por su tamaño, pues son lo suficientemente importantes en tanto sirven propósitos diferentes, muy específicos y esenciales para la correcta operación del sistema, por ejemplo, el de corto plazo permite ajustar diferencias en pronósticos o fallas de alguna planta. Por otro lado, son estos mercados de corto plazo los que hacen que los precios de mercado visibles, a esto se le conoce como descubrimiento o formación de precios, (Cain and Lesser, 2007).

En un mercado real, no es frecuente que las ofertas de los generadores estén lejanas del costo marginal, pues generar por debajo de este representa pérdidas. Sin embargo, este no es el único costo que un generador debe de considerar cuando hace una oferta. Debe de considerar, por ejemplo, sus costos fijos; es común que proyectos energéticos sean apalancados mediante préstamos, de tal forma que cada determinado tiempo, el generador debe amortizar esas deudas, si se considera el elevado costo de una planta de carga base, como

por ejemplo una nuclear, la cual frecuentemente asciende a más de *USD*\$2,000,000,000 se entiende la pre-ocupación de los generadores por tener un ingreso asegurado. Adicionalmente, los oferentes podrían ofrecer precios por debajo de los costos marginales solamente cuando estos intentan realizar ofertas estratégicas, es decir, mandar ofertas con precio bajo apostando a que será otro generador de costos más alto quien fije el precio final, aunque no en todas las jurisdicciones se permiten este tipo de ofertas. Dado que las ofertas se mandan de manera electrónica a esta práctica se le conoce como *Virtual Bidding*, cuando el propósito de la misma es la manipulación de mercados, esta es tan peligrosa que incluso se ha considerado la posibilidad de eliminarla por completo, (Hogan, 2016).

En varios lugares alrededor del mundo, como en México, Estados Unidos e Inglaterra, el mercado mayorista viene dado por submercados que funcionan en diferentes horizontes de tiempo: largo plazo, mediano plazo y corto plazo. A pesar de que más de la mitad de la electricidad se negocia en los mercados de largo y mediano plazo, el precio final al consumidor se fija en los mercados de corto plazo, es decir, en los del Día en Adelante (MDA), Hora en Adelante (HA) y Tiempo Real (RT).

Los mercados de Corto plazo tienen razón de existir dados los errores de pronóstico y eventualidades de último momento que existen en el sector, por ejemplo, si de último momento un generador no puede cumplir su oferta de asignación, este puede vender su obligación en el mercado de corto plazo. Es en estos mercados que algunos de los generadores han ideado estrategias que no necesariamente dependen de su tamaño en el mercado o capacidad de planta para influir en el precio final, (Nils-Henrik von der and Harbord, 1998), este tema se abordará posteriormente.

Otro tipo de mercados son los Bilaterales. Estos mercados involucran la negociación directa entre oferentes y demandantes, se acuerda precio, cantidad y detalles técnicos, por ende, este mercado es el que se puede considerar como lo más cercano a libre mercado sobre el mostrador, en tanto intercambio en *pools* es más cercano a un mercado intervenido. En particular, el precio es fijado por los involucrados, no por un administrador central. Es posible distinguir al menos dos tipos de mercados bilaterales:

1. Mercado de contratos a largo plazo a la medida: No hay organismo central conciliador, las especificaciones del contrato suelen ser flexibles, pero se suele fijar el precio a lo largo de un periodo de tiempo extendido.
2. Mercado sobre el mostrador: Es un mercado más inmediato, a corto plazo, por lo que los términos son menos flexibles. Las entregas tienden a ser fijas, se negocian cantidades menores de energía, pues este mercado abastece solo desajustes menores entre oferta y demanda en el corto plazo. Los costos de transacción tienden a ser bajos.

De acuerdo con (Augusto-Barroso et al., 2005), cuando se incorporan los costos de transacción, los mercados bilaterales tienden a ser subóptimos pues precio y cantidad no reflejan las fuerzas de mercado en tiempo real. Más aún, ambos mercados pueden existir en un mismo lugar.

Las propuestas de lo que se permite en estos mercados varían dependiendo de cada país, dependiendo del horizonte de tiempo, pues los productos requeridos son diferentes en cada intervalo de tiempo. Algunas generalidades que se pueden mencionar son el que está permitido mandar una puja muy baja para ser asignado (*bidding low to get in the schedule*), pues en ciertas jurisdicciones las pujas no tienen que reflejar los costos.

Para el caso Mexicano, estos contratos se pueden celebrar entre los participantes sin que el despachador central, el CENACE, fije condiciones como precios o cantidades, pero, las bases de mercado establecen que los involucrados en estas transacciones están obligados a reportarlas a CENACE. Cuando el mercado es centralizado, existe un despachador central que interactúa como mediador entre oferta y demanda el cual efectúa las siguientes acciones:

1. Operador de mercado recolecta de los consumidores intenciones de compra o bien, despachador estima la demanda de forma exógena.
2. Operador de mercado asigna a los generadores con preferencias basadas en mérito y paga a los generadores.
3. Toda la energía se intercambia al precio del pool.

Cabe mencionar que cada vez que se hace una asignación de generadores y que por consiguiente, se completa la subasta, los oferentes asignados cobran los precios más bajos de entre los ofertados, aunque a todos se les paga un precio fijo (*Uniform Pricing*) y deben de ofrecer servicios “de requerimientos completos” (*full requirements*), es decir, todos los servicios conexos necesarios para garantizar la funcionalidad y confiabilidad del sistema. Estos costos son denominados *standard offer service* o *provider of last resort*, son adicionados al costo de generación, (Cain and Lesser, 2007). A continuación se presentan algunas generalidades del mercado eléctrico mayorista para el caso mexicano.

Por último, uno de los propósitos de estructurar el mercado eléctrico de la manera como se presentará a continuación es darle flexibilidad al sistema. Sin embargo, al menos hasta este punto, solo se ha hablado de forma escueta respecto de a qué nos referimos con flexibilidad, por lo que antes de continuar avanzando se presentará la definición que se utiliza en este trabajo. De forma general, y de acuerdo con (Saele et al.,

2020), se entiende por flexibilidad a la capacidad que tiene un sistema eléctrico para manejar los cambios. Dicha definición no es particularmente específica, por lo que, de acuerdo al autor es prudente entender por flexibilidad al "manejo activo de un activo que pueda impactar el balance del sistema o flujos de electricidad en la red en el corto plazo, desde día en adelante hasta tiempo real" (2). Dicha flexibilidad puede provenir de diversas fuentes, como del almacenamiento de energía, diversificación de fuentes generadoras, servicios auxiliares o conexos, y interconexión con sistemas contiguos entre otros.

1.3.1 Mercado Eléctrico Mayorista en México

Para comenzar, el Mercado Eléctrico Mayorista en México es un mercado que opera el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), el cual es un organismo descentralizado¹⁸. En el mercado eléctrico mayorista se compra y vende electricidad entre empresas generadoras y centros de carga quienes suelen ser revendedores a los menudistas, aunque no siempre es el caso, en ocasiones es el consumidor final quien compra la electricidad¹⁹. En México se define de una forma similar como el mercado donde se adquieren todos los productos que se requieren para la operación óptima y confiable del Sistema Eléctrico Nacional. En este se puede compra/vender Energía, Potencia, CELs, Servicios Conexos Y Derechos Financieros de Transmisión²⁰.

EL MEM se estructuró como un mercado horario basado en costos, es decir, en el mercado se compra - vende electricidad y productos asociados hora con hora e incluso en bloques de tiempo más reducido. Como ya se mencionó, el mercado utiliza un método de fijación de precios basado en costos, en particular en el costo marginal local, el cual incluye también un componente de congestión y otro por pérdidas (técnicas y no técnicas).

En un Mercado Eléctrico deben existir una serie de mercados que garanticen la sincronía de la oferta con la demanda y la correcta operación del sistema en tiempo real (servicios conexos), como también aquellos mecanismos que garanticen las inversiones en el largo plazo. Para comenzar, se creó el mercado de día en adelante, el cual intenta hacer una aproximación de las necesidades de electricidad para el día siguiente y hace una asignación preliminar de generadores. También se creó el mercado spot y el de tiempo real, pues uno es el complemento del otro. Si alguna falla llega a ocurrir en una central generadora que fue asignada en el mercado del día en adelante, el propietario puede vender su responsabilidad de generar en el mercado

¹⁸El CENACE está constituido como "un organismo público descentralizado de la Administración Pública Federal, sectorizado a la Secretaría de Energía, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con domicilio en la Ciudad de México.", lo que le da cierta independencia de la toma de decisiones y operación.

"Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control de Energía". Diario Oficial de la Federación. 28/08/2014
Available at: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5357927&fecha=28/08/2014

¹⁹PJM. "Market for Electricity". *PJM Glossary*. Date unavailable.
Available at: <https://learn.pjm.com/electricity-basics/market-for-electricity.aspx> Accessed, Mar 2020.

²⁰CENACE. "Mercado Eléctrico Mayorista", *Centro Nacional de Control de Energía*, Nov 20, 2018.
Available at: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es>
Accessed, Mar 2020

spot o tiempo real para que otro generador cumpla, (Cain and Lesser, 2007).

En términos generales, alrededor del mundo los diversos *pools* se subdividen en Mercado del Día en Adelantado, Mercado en Tiempo Real, y a su vez, el mercado en tiempo real se puede subdividir en fracciones pequeñas de tiempo como minutos, horas, decenas de minutos, etc. Una de las razones principales de la separación de mercados en diferentes horizontes de tiempo, es que el sistema eléctrico se creó antes del advenimiento de las centrales de energía renovable como las eólicas o solares, donde la generación podía ser controlada con bastante precisión. Como eso no es posible en un sistema eléctrico como los europeos o norteamericanos con altas porciones de energías intermitentes, se ha tenido que dividir la generación en varias fases, con la finalidad de producir la cantidad de electricidad adecuada en el momento adecuado. Asimismo, los generadores tienen acceso a otros incentivos que los ayudan a recuperar sus costos fijos, como CEL's y Potencia. Por lo general, existen al menos dos mercados Spot, el mercado de Día en Adelantado y el de Tiempo Real el cual puede subdividirse en diversos horizontes, como hora en adelante, bloques de cinco minutos en adelante o un minuto en adelante, (Ela et al., 2014).

Antes de reforma energética en México, la generación y el despacho eran realizados mediante entidades centrales (gubernamentales) como la Comisión Federal de Electricidad (CFE), de tal forma que los generadores privados vendían su electricidad a la CFE sin una subasta previa o algún mecanismo eficiente que promueva la competencia, para que posteriormente la CFE distribuyera la electricidad. En este nuevo sistema, los productores privados y los federales son asignados mediante un esquema basado en mérito por medio de subastas y los operadores asignados mandan su energía al *pool* administrado por CENACE, en donde este último decide la forma de despachar mediante una serie de modelos desarrollados para los diversos horizontes de tiempo, diferentes nodos y productos que opera el nuevo mercado eléctrico. En suma, los mercados eléctricos quedaron separados de la siguiente manera:

Las bases de mercado así como los documentos secundarios establecen que el Mercado Mayorista está compuesto por cinco mercados: de Corto Plazo, Balance, de Certificados de Energía Limpia (CEL), Derechos Financieros de Transmisión (DFT) y el de Subastas de Mediano y Largo plazo, donde cada uno tiene submercados, diferentes horizontes de tiempo de operación y cada uno oferta diferentes productos de la siguiente forma:

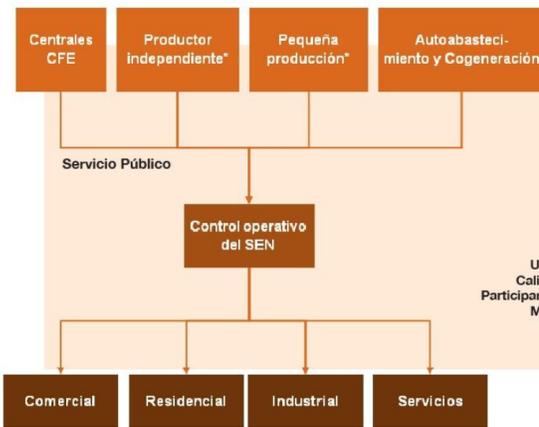
1. Mercado de Corto Plazo:

- (a) Energía.

- i. Día en Adelanto.

- ii. Tiempo Real.

Esquema de generación/consumo del sector pre-reforma (No exhaustivo)



* Participación privada venta a la CFE
** Nuevas centrales y permisos legados (PIE, Autoabastecimiento y otros)

Esquema de generación/consumo del sector post-reforma (No exhaustivo)

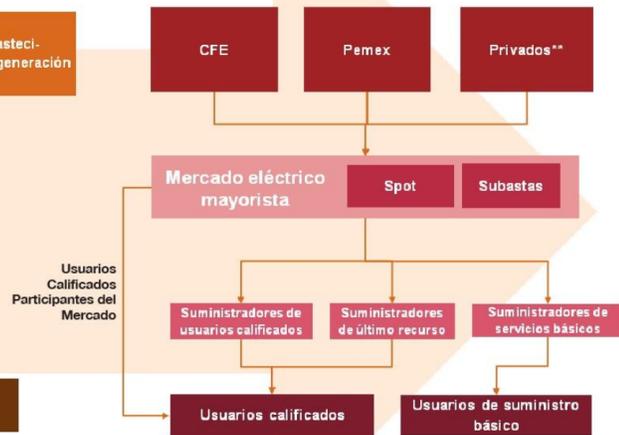


Figure 1.9: Antes y después de la reforma al sector eléctrico.

Fuente: Price Waterhouse Coopers, “Transformación del Sector Eléctrico Mexicano”. PWC. 2014.

<https://www.pwc.com/mx/es/industrias/archivo/2014-08-transformacion-sector-electrico-mexicano.pdf>

- iii. Hora en Adelanto (2a Etapa)
- (b) Servicios Conexos.
 - i. Reserva de Regulación.
 - ii. Reserva Rodante de 10 minutos.
 - iii. Reserva No Rodante de 10 min.
 - iv. Reserva Rodante Suplementaria.
 - v. Reserva No Rodante Suplementaria.
- 2. Mercado de Balance de Potencia: Anual
- 3. Mercado de Certificados de Energías Limpias: Al menos una vez al año.
- 4. Subastas de Derechos Financieros de Transmisión.
 - (a) Anual.
 - (b) Tres años (segunda etapa).
 - (c) Mensual (segunda etapa).
- 5. Subastas de Mediano y Largo Plazo.
 - (a) Mediano Plazo.
 - i. Energía.

- ii. Potencia.
- (b) Largo Plazo.
 - i. Energía.
 - ii. Potencia.
 - iii. CEL.

1.3.2 Mercados de Corto Plazo.

Como ya se mencionó estos mercados son el del Día en Adelante, Hora en Adelante y Tiempo Real. Los mercados de corto plazo mandan señales de precio basadas en mérito, que en principio, tenderían a incentivar a los generadores a adquirir tecnologías más eficientes y de menores costos. La demanda está constituida por los Usuarios Calificados y por los Suministradores (de Servicios Calificados, de Servicios Básicos y de Último Recurso). Los primeros dos venden Energía, Potencia y Certificados de Energía Limpia (CEL) a los Usuarios Calificados, determinan el pronóstico de la demanda y representan a los Usuarios Calificados ante el mercado. El Usuario de Último Recurso es asignado por la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a todo Usuario Calificado que no seleccionó un Suministrador de Servicios Calificados o bien cuando el Usuario necesita detener su planta y dejar de producir electricidad. Comencemos ahondando en cada uno de estos rubros:

1.3.2.1 Mercado de Día en Adelante (MDA).

Es un mercado que se utiliza para hacer una asignación preliminar de las centrales que participarán en la generación eléctrica al día siguiente, esto se realiza para formar un plan de intercambio adaptable al sistema eléctrico, es decir, es una asignación previa que da una idea de qué centrales participarán, lo cual es indispensable pues muchas centrales no pueden detenerse o bien, les toma mucho tiempo llegar a las condiciones de generación que se requieren (calentar sus calderas, sincronizarse con la frecuencia de red, etc). Adicionalmente, si una central que fue asignada no pudiera participar, el mercado tiene la flexibilidad para reemplazar al generador que falla. Más formalmente el mercado del día en adelante se puede entender como "la principal plataforma de intercambio usando un día como tiempo adecuado para organizar el mercado, en el cual los participantes pueden predecir la generación y demanda de forma más exacta para formar un plan de intercambio adaptativo y ejecutable", (Li et al., 2018).

En cierto sentido, los mercados de día en adelante permiten a los participantes cubrirse contra la volatilidad de precios en el mercado de Tiempo Real, pues en el MDA se fija un cierto precio antes del día de operación²¹, (Economics, 2021). Por ejemplo, si hoy fuera lunes, hoy se realiza la asignación horaria del

²¹New England ISO. "FAQs: Day-Ahead Energy Market-Commitment, Scheduling, and Dispatch". *New England ISO*. Date unavailable.

martes, por simplicidad supongamos que se asignan solamente una central nuclear todo el día, una eólica de las 12:00 a las 18:00 y turbinas de gas para las horas entre las 18:00 y las 21:00. Esta es una asignación previa que avisa a los generadores de su compromiso, de tal forma que deben de estar preparados para servir a las horas programadas. Suponga el lector que ya es martes y suponga por favor que antes de las 12:00, el pronóstico del clima establece que el viento no soplará a la intensidad necesaria y que por consecuente, no podrá generar la cantidad de electricidad requerida (suponiendo también que no hay almacenamiento de energía). Entonces, el generador eólico tiene la opción de vender su compromiso a precio de mercado en el mercado de tiempo real, de tal forma que otro generador pueda cumplir con la obligación que el primero está dejando vacía por las condiciones meteorológicas. El no cumplir con el compromiso de generación genera cuantiosas multas por incumplir un contrato y esto se debe a que CENACE tiene que realizar un despacho Fuera de Mérito, uno donde solamente le instruye a un generador que tenga la capacidad de producir electricidad rápidamente pagándole un sobreprecio que resulta en un costo mayor que en subasta.

A manera de comentario al margen y con la finalidad de complementar el ejemplo anterior, se puede pensar en los Despachos Fuera de Mérito como los contratos asignados sin licitación. Las subastas Basadas en Mérito son el símil a los contratos con licitación, pues hay una competencia y criterios que determinan al o a los ganadores, en cambio en asignación directa (sin licitación), no hay concurso, el despachador solo asigna el contrato a quien mejor le parece de acuerdo a las condiciones de mercado y menores costos, proceso que puede resultar un poco ambiguo, aunque en el caso de generación eléctrica esto suele traducirse en asignar contratos a centrales con capacidad de rampa alta.

El Mercado de Día en Adelante (MDA) no es un mercado físico sino financiero, es decir, los participantes no entregan energía eléctrica (suponiendo que fueron asignados por el despachador para participar), sino una cantidad monetaria, en este caso, no es físicamente vinculante sino financieramente vinculante. Asimismo, las ofertas realizadas en este mercado son saldadas el día siguiente. En cierto sentido, se puede pensar a este mercado como un mercado de futuros de *commodities* en donde se permite a los participantes proteger sus transacciones, (Johnathon et al., 2021).

En el MDA también se pueden realizar ofertas virtuales con la finalidad de permitir arbitraje entre el MDA y los mercados de horizonte más corto. En esencia, un agente que cree que habrá precios más altos en el mercado en Tiempo Real que los que se ofrecen en el MDA, podrá comprar hoy en el MDA y vender mañana con una ganancia, que aunque esto continua siendo una apuesta, la intención de permitir arbitraje es que el precio de MDA y Tiempo Real se aproximen, (Crampton, 2017). Pero ¿cómo puede ocurrir esta convergencia? Si el precio de MDA es \$15 MWh y muchos agentes esperan que mañana el precio sea de

Available at: <https://www.iso-ne.com/participate/support/faq/da-market-commitment> Accessed, Mar 2017

\$25 MWh, entonces estos agentes pondrán ordenes de compra, mientras más compren, más escaseará la de generación capaz de abastecerlas, lo que poco a poco hará que cada la energía de las centrales restantes sea más cara y por consecuente, si suficientes agentes apuestan a que el precio mañana convergerá, entonces, ellos mismos causarán la convergencia. Si bien es cierto que la intención de permitir el arbitraje para que los precios de ambos mercados converjan tiene mérito, también se ha utilizado con fines negativos como intentar manipular el precio de mercado, ha sido tan exitosa esta estrategia que muchas jurisdicciones prohíben o limitan el funcionamiento del arbitraje. Posteriormente se abordará más acerca de la manipulación de precios con ofertas virtuales.

En México, se contrastan las ofertas de venta contra las de compra de las Entidades Responsables de Carga a un precio en cada locación, en vez de con un pronóstico de demanda²². Asimismo, las ofertas que se envían en este mercado deben de contener al menos los siguientes tres parámetros: Costo Variable (costo marginal), Costo de Arranque, Costo de Operación al Vacío para Reserva; para evitar que realicen ofertas estratégicas, las ofertas están basadas en costos y hay topes a los precios. Las ofertas se hacen para cada hora y son vinculantes; primero se liquidan las ventas del Mercado del Día en Adelante para después liquidar las diferencias en el Mercado en Tiempo Real, (Ibáñez and Reyes, 2015).

La forma en como se asignan las centrales eléctricas en este mercado no es única y tampoco sencilla. Peor aún, una parte gigante del problema es que el modelo matemático que asigna las centrales no necesariamente genera una solución óptima única debido a que el problema a resolver no siempre es convexo, como sí lo sería al resolver un simplex. Algunas de las circunstancias que causan problemas son los costos de encendido y apagado, así como los de mínima energía, sin mencionar que se optimiza también la asignación de servicios conexos. Es común que se utilice un modelo de Enteros Mixtos para resolver el problema, sin embargo, en ocasiones los precios que se pagan a los generadores no son suficientes para recuperar los costos y el que el modelo arroje estos precios es un resultado directo de las no convexidades mencionadas arriba, por lo que cuando esto ocurre, en muchas jurisdicciones se les permite reclamar pagos por suficiencia de ingresos (*make whole*) para recuperar al menos sus costos, (Eldridge et al., 2018), (Sánchez, 2020).

1.3.2.2 Mercado de Hora en Adelante.

El objetivo de este mercado es tener un nivel suficiente de certeza de que habrá electricidad disponible en un intervalo de tiempo más cercano a su entrega. Parte del problema que tratan de resolver este tipo de

²²ENEL."Liquidaciones, Mercado en Día de Adelanto y Mercado en Tiempo Real: Todo sobre la compra y Venta de energía". ENEL. 2018. Available at:<https://www.enel.mx/es/media-center/news/Liquidaciones-Mercado-en-Dia-de-Adelanto-y-Mercado> Accessed, Mar 2020.

mercados a muy corto plazo es que en el mercados de día en adelante, a pesar de que se agende y comprometa la generación por parte de los oferentes, pueden existir imprevistos, como una falla de último momento en alguna de las plantas que se esperaba entrara a generar, o bien, cambios climáticos que ocasionan condiciones adversas a las plantas eólicas o a las fotovoltaicas. Por ello, tanto el mercado de Hora en Adelante como el Mercado en Tiempo Real son usados para ajustar los errores de pronóstico o la falla de alguna central eléctrica que fue asignada en el MDA, por ende, en ocasiones se les denomina mercados de ajuste o de balance, (Alabdullatif et al., 2020). En el mercado de Hora en Adelante los precios tienden a ser más volátiles que en el mercado de Día en Adelante, además de que hay menos centrales disponibles que en el MDA, la razón de lo anterior son las rampas, pues no todas las centrales pueden incrementar su producción y sincronizarse en un periodo de tiempo tan corto, (Jiang and Powell, 2015).

Note que en otros países los mercados pueden subdividirse además de hora en adelante en bloques de diez minutos, cinco, un minuto etc. En México el plan es que existan dos mercados en horizontes de tiempo cortos, el de Hora en Adelante, y el de Tiempo Real.

1.3.2.3 Mercado de Tiempo Real.

Este es un mercado de balanceo pues la demanda puede ser mayor o menor respecto de lo que fue pronosticado y asignado en el MDA, y es en este mercado donde las diferencias son saldadas al comprar más electricidad si el pronóstico estuvo por debajo de la cantidad realmente demandada o viceversa, (Strielkowski, 2020).

Asimismo, este es un mercado de entrega física, no financiera, a diferencia del mercado de día en adelante. Este mercado determina qué generadores son efectivamente despachados y el precio que finalmente se les paga. Cada cinco minutos (el intervalo de tiempo varía dependiendo de la jurisdicción) el operador central hace un corte y manda los parámetros de oferta y demanda de ese bloque de tiempo a un ordenador para realizar un *security constrained economic dispatch*²³, que resulta en la asignación real de centrales eléctricas para el siguiente bloque de N minutos, (Chen and Han, 2017), (CAISO, 1998).

Como no todas las centrales eléctricas tienen capacidad de rampa alta, el número de centrales eléctricas verdaderamente disponibles cerca del momento de entrega se reduce. Esto tiene como consecuencia que en mercados libres (oferentes deciden precio y cantidad a ofertar), las empresas con centrales con alta capacidad de rampa tengan poder de mercado y en estos momentos, si no se controla el precio, los oferentes podrían ofrecer precios sustancialmente más altos a los del mercado. Una forma de atender este problema es correr el modelo de asignación una primera vez bajo condiciones normales, las cuales típicamente son las asociadas

²³El operador de sistema hace un redespacho de lo que originalmente se asignó en el MDA, este redespacho considera las centrales eléctricas que netamente están disponibles cerca del momento de entrega final de la energía eléctrica, así como las restricciones de transmisión y como del resto de las restricciones de sistema.

a competencia perfecta. Los resultados, sobre todo el precio, se toman como aquellos que son ideales y son los de referencia para el mercado. Se vuelve a correr el modelo pero ésta vez se incluyen las restricciones de congestión, el que no todas las centrales estén disponibles, etc. Los resultados de esta segunda corrida son comparados y topados utilizando los resultados de referencia de la primera corrida, (Crampton, 2017).

Cabe mencionar que los precios del mercado en tiempo real son mucho más volátiles que los precios del mercado de día en adelante y los de hora en adelante. Por ello, se suele utilizar el precio del mercado de día en adelante como aquel con el que se puede cubrir del riesgo de un evento inesperado en tiempo real, (Cain and Lesser, 2007).

1.3.3 Mercados Complementarios

Estos mercados tienen diversos motivos de existir, algunos son para fomentar la inclusión de energías renovables, otros para ayudar a la recuperación de costos fijos y otros tienen la finalidad de facilitar la provisión de servicios de reservas así como otros servicios para el correcto funcionamiento del sistema eléctrico, como por ejemplo, la regulación de frecuencia. Los mercados que se abordarán son los siguientes:

- Certificados de Energías Limpias.
- Balance de Potencia.
- Subasta de Derechos Financieros de Transmisión.
- Subastas de Mediano y Largo Plazo.
- Servicios Conexos.

1.3.3.1 Mercado de Certificados de Energías Limpias (CEL).

El objetivo de este mercado es incentivar las energías limpias. Se hace mediante certificados que otorga el regulador a los generadores de energías limpias a los oferentes, dicho certificado se denomina CEL. La Comisión Reguladora de Energía tiene autorizado otorgar un CEL por cada MWh de capacidad adicionada utilizando alguna tecnología limpia desde el inicio de operaciones del Mercado Eléctrico Mexicano. Así, si la empresa ABC establece una central por 100MW, entonces recibirá 100 CELs. Por otro lado, los generadores de ciclo combinado o cogeneración, los cuales utilizan gas natural para la generación eléctrica y por consiguiente, sí generan gases de efecto invernadero aunque lo hacen en menor cantidad que otras

energías, reciben 1 CEL por cada 5MW²⁴, (COFECE, 2021), (IMCO, 2015).

mer

Los CEL son instrumentos que no tienen precio fijo, sino que el mercado asigna su precio y los poseedores sabrán en que momento les conviene venderlos. En contraparte, los demandantes del mercado mayorista están obligados a comprar una porción de estos certificados o pagar una multa de 6 a 50 salarios mínimos por cada CEL no adquirido, de tal forma que la demanda de estos instrumentos está garantizada. Los usuarios obligados a comprar CELs son:

- Suministradores de Servicios Básicos: CFE, usuarios
- Suministradores Calificados y Suministradores de Último Recurso.
- Usuarios Calificados Participantes del Mercado.
- Titulares de CEL de energía convencional.
- Usuarios Finales de Abasto Aislado.

La porción de certificados que debe ser comprada puede variar año con año. Para el 2018, la porción requerida de compra de CELs es de 5% de consumo total y esta cantidad crecerá en años subsecuentes, al año 2019 será del 5.8%, al 2021 de 10.9% y en el 2022, el mínimo requerido será del 13.9%. La existencia de este requerimiento crea un mercado donde hay oferta y demanda de CELs.

Los CELs no son una invención de Mercado Eléctrico Mexicano, sin instrumentos que ya habían sido utilizados en otras regiones del mundo como Inglaterra o Australia. En varias jurisdicciones este mecanismo ha sido sumamente exitoso y ha cumplido con su meta de promover la generación limpia. Sin embargo, no todas las historias relacionadas con CELs son de éxito, particularmente en Inglaterra el precio de los CEL fluctuó mucho y ocasionó incertidumbre en el mercado de energías renovables, por ello, se decidió cancelar el mercado, al menos temporalmente. El caso de Australia fue un poco distinto aunque con el mismo final; en aquel país, los CELs fueron muy bien recibidos entre los participantes de mercado, tanto que provocaron una sobredemanda, encareciendolos y provocando que las autoridades tuvieran que retirarlos, (Giron, 2015). Estos comportamientos pueden ser mitigados con una apropiada regulación y supervisión de mercados, de tal forma que los comportamientos no-económicos por parte de los usuarios sean minimizados.

1.3.3.2 Mercado de Balance de Potencia.

Primeramente se debe puntualizar que existe una pequeña ambigüedad entre los términos Potencia y potencia, de hecho, en términos legales significan cosas diferentes. Potencia, con p mayúscula, se refiere a

²⁴ENEL. "Todo lo que Tienes que Saber Sobre Certificados de Energía Limpia (CEL)". ENEL. 2018. Available at: https://www.enel.mx/es/media-center/news/TODOloque_tienes_que_saber_sobre_Certificados_de_Energia_Limpia_CEL Accessed, Feb 2019.

una capacidad de generación que los oferentes aseguran que estará disponible en caso de que exista una contingencia, es decir, es un producto que un generador pone a la venta mediante el cual, de su capacidad de generación total separa una cantidad que la pone en reserva. Por otro lado, potencia, con p minúscula, se refiere a la capacidad de generación instalada de una central eléctrica. La Potencia, se cataloga en el MEM como un Producto Asociado del mercado de corto plazo. La cantidad de Potencia que un generador puede ofrecer varía dependiendo de su central eléctrica, de si es intermitente y de su capacidad de rampear, (CRE, 2015a).

En términos generales, dependiendo de la jurisdicción de que se trate, este es un mercado Forward. Estos mercados son de mediano a largo plazo, es decir, tienen un plazo mayor a un año. La Potencia, es un producto asociado que los generadores ofrecen en el MEM y con el cual se comprometen a tener disponible una cantidad de electricidad para ser consumida en el futuro en caso de falla de otra central, es decir, se paga por adelantado para que se tengan centrales generadoras disponibles. Note la diferencia con los servicios conexos, como las diversas reservas, en estas se paga por tener una cierta capacidad disponible de generación en un periodo de tiempo muy corto, desde unos cuantos segundos hasta algunos minutos, en tanto en el mercado de balance de potencia se paga por que exista capacidad de generación disponible en el futuro. Consecuentemente, se dice que este es un mercado que tiene la finalidad de mantener las luces encendidas, lo cual quiere decir que busca mantener los incentivos financieros para procurar la generación e inversión en nuevas plantas, (Cramton et al., 2013). Asimismo, este mercado tiene como objetivo hacer saber a sus participantes la falta o exceso de capacidad disponible de generación, (Saraiva et al., 2010), (Aagaard and Kleit, 2022).

En ese contexto, se establece un mercado de balance de Potencia como un mercado centralizado, anual y operado por entidades oficiales en donde los oferentes tienen incentivo económico a tener una cierta capacidad firme en el futuro en forma de Potencia. Por el otro lado, los demandantes que en este caso son los Usuarios Calificados y Suministradores, están obligados a comprar una cierta cantidad de Potencia en las subastas de mediano y largo plazo o mediante contratos a través del mercado de balance de potencia, de donde, al igual que el mercado de los CELs se crea tanto oferta como demanda del producto subyacente, que en el caso de los CELs es energía de fuentes renovables y en el caso de la Potencia es disponibilidad de capacidad en el largo plazo. Asimismo, el hecho de que sea un mercado operado y regulado por entidades oficiales tiene la intención de facilitar el intercambio de este instrumento así como de dar confianza a los usuarios, pues son precisamente las autoridades y no una entidad privada quienes están a cargo de velar por su buen funcionamiento. La cantidad de Potencia que cada participante debe poseer la determina la Comisión Reguladora de Energía²⁵, (CENACE, 2016), (Saraiva et al., 2010).

²⁵SENER. "Se Ejecuta por Primera Vez el Mercado para el Balance de Potencia, uno de los Mercados que Integran el Mercado

Este tipo de mercados se puede pensar como un seguro, en tanto se paga a los generadores para que estos tengan a su disposición más capacidad, ya sea de ellos, que contratan con otros generadores, a través de demanda controlable, o que obtienen mediante subastas (Roberts, 2018). Un mercado de Potencia se puede pensar como la capacidad de recibir aviones de un aeropuerto. Si este está bien diseñado, tendrá suficientes muelles de embarque y desembarque de pasajeros para recibir una cantidad de aviones tan grande como la que sería necesaria durante el periodo navideño. El punto es que, el grueso de los muelles no se usarán a lo largo del año, pero están ahí para satisfacer la demanda incluso en momentos complicados.

Adicionalmente, de forma similar al mercado de los CELs, este mercado tiene la finalidad de ayudar a los participantes a recuperar sus costos fijos, (Brattle, 2020). De acuerdo con (Secretaría de Energía, 2016c), el propósito de este mercado es aportar señales de precio que emergen de la capacidad de generación de energía, es decir, si hay poca capacidad, el precio será más alto lo que en principio traerá más inversiones al sector; por otro lado, mucha capacidad sería señalizada por un precio bajo. Estas señales son las que se evalúan para contratar potencia en el mercado de mediano o largo plazo. En suma, este mercado intenta facilitar la compra-venta de Potencia y establecer su precio²⁶.

Las ofertas de compra y venta de Potencia deberán tener un tamaño mínimo de 50MW. Para las de compra - venta de energía el tamaño mínimo es el menor entre 100MW o el 2% de la carga del Bloque de Carga, (CENACE, 2016). En México, este mercado comenzó a operar el 1 de Marzo del 2017.

1.3.3.3 Subasta de Derechos Financieros de Transmisión.

Los Derechos Financieros de Transmisión (DFT) son instrumentos financieros de cobertura contra el riesgo de volatilidad de precios entre dos ubicaciones. Asimismo, estos instrumentos tienen por objetivo reducir el riesgo de congestión pues señalizan la intención por adelantado de uso de un par de nodos, (Kristiansen, 2004). La Comisión Reguladora de Energía los define como "coberturas de precio en distintos nodos de sistema que obligan y dan derecho a sus titulares a pagar o cobrar la diferencia de precio que resulte en el nodo de origen y el nodo destino de la electricidad", (CRE, 2015a). Por otro lado, la Secretaría de Energía los define como "el derecho y obligación correlativa de recibir o pagar un monto basado en la diferencia que resulte de los componentes de congestión de los Precios Marginales Locales en dos nodos del Sistema Eléctrico Nacional en un periodo determinado", (Secretaría de Energía, 2017b). En México, los DFT se

Eléctrico Mayorista (MEM)". *Secretaría de Energía*. Mar 1, 2017.

Available at: <https://www.gob.mx/sener/prensa/se-ejecuta-por-primera-vez-el-mercado-para-el-balance-de-potencia-uno-de-los-mercados-que-integran-el-mercado-electrico-mayorista-mem-98116> Accessed, Apr 2020

²⁶El precio de la potencia se establece mediante el "Manual del Mercado para el Balance de Potencia". *Diario Oficial de la Federación*, 22/09/2016. Numeral 7.4.4

Available at: http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5453483&fecha=22/09/2016 Accessed, Apr 2020

asignarán por subastas de transición de tres años, también por temporada y por subastas mensuales. Los participantes pueden presentar tantas ofertas de compra como se deseen, incluso varias para el mismo par de nodos y hora pero en diferentes precios, (Secretaría de Energía, 2015a).

Intentando ser más específicos, se presentará un ejemplo del funcionamiento de este mercado. Supongamos que existe un nodo fuente que denominaremos A , el cual manda energía eléctrica a un nodo pozo, el cual consume esa electricidad y lo llamaremos nodo B . Un participante de mercado que sea dueño de un contrato de Derechos Financieros de Transmisión del nodo A al B por una cantidad de M MW puede recibir $M * (LMP_B - LMP_A)$ donde LMP es el Precio Marginal Local del nodo asociado ²⁷. Por ejemplo, si el LMP en A es \$16MWh y en B es \$8MWh, un DFT de A a B por 10MW tiene un valor de $10 * (8 - 16) = -80$

Los DFT pueden estipularse al menos de dos formas, como obligaciones o como opciones. Cuando son obligaciones, el poseedor del DFT recibe la diferencia entre las cantidades antes mencionadas sin importar si esta representa un beneficio o pérdida. Cuando está estipulado como una opción, el poseedor tiene la opción más no la obligación de ejercerla, la ejercerá dependiendo de si la diferencia le causa beneficios. Cuando es una obligación, habrá beneficio para el poseedor siempre que $M * (LMP_B > LMP_A)$ y habrá pérdida cuando $M * (LMP_B < LMP_A)$. Como se puede apreciar, los DFT son parecidos a los SWAPS. Cada DFT es equivalente a 1 MWh y su precio no es fijo, se determina sabiendo el nivel de congestión entre los nodos involucrados, (Lyons et al., 2000).

Adicionalmente, si se tiene un DFT de A a B , este cumple con la propiedad financiera de cancelarse con otro definido de B a A , siempre y cuando sean del mismo monto y estén definidos como obligaciones. Los DFT son otorgados en mercados financieros o por el *Independent System Operator* usualmente a través de subastas, (Lyons et al., 2000).

En México, el administrador de los DFT es el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), y satisfacen el que la cantidad del nodo de origen es la misma que la del nodo destino; no incluyen costo marginal de las pérdidas; no otorgan el derecho físico del uso de la red de transmisión; y no incluyen el uso de los servicios conexos. Estos instrumentos pueden adquirirse mediante subastas, con los ya existentes (legados), por medio de contratos bilaterales y mediante fondeo de expansión de red²⁸. Un instrumento del Mercado Eléctrico Mexicano parecido a los DFT son los contratos por diferencias. A continuación se presenta a que se refiere este instrumento así como en que difiere con los DFT.

²⁷Blumsack, Seth. "Introduction to Electricity Markets". Course EBF 483. Department of Energy and Mineral Engineering, The Pennsylvania State University.

Available at: <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/816> Accessed, Apr 2017

²⁸Zarco, Jorge. "Entendiendo el Mercado Eléctrico: ¿Cómo Funciona?". *PV Magazine*. Julio 23, 2019.

Available at: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/07/23/entendiendo-el-mercado-electrico-como-funciona/> Accessed, Apr 2020.

1.3.3.3.1 Contratos por Diferencias. Es un acuerdo entre dos partes en un mismo nodo, a diferencia de los DFT para los cuales el contrato es entre dos nodos o más. Una de las partes obtiene un precio fijo por electricidad y aparte se adiciona una compensación para cubrirse de las posibles diferencias entre el precio en el momento *spot price* y el precio al fin del periodo, *strike price*. Los Contratos por Diferencias usualmente no son negociados a través de un mercado formal establecido (en contraste con los DFT), sino que son contratos bilaterales que se acuerdan entre dos partes fuera del mercado. Estos contratos pueden ser definidos unilateralmente o de forma bipartita²⁹, (Sáiz et al., 2010).

Un ejemplo podría ayudar a aclarar como interactúan los mercados de Día en Adelante y el Mercado en Tiempo Real mediante un contrato denominado contrato por diferencias. Suponga que un generador firma un contrato con un demandante por 1000 MWh a un precio de \$50 MWh en el Mercado del Día en Adelante. Si el día siguiente, el precio en el Mercado de tiempo Real es de \$60 MWh, ocurre lo siguiente: el generador vende la energía al Despachador Central al precio de mercado, \$60 MWh, el cual, vende la electricidad al demandante a precio de mercado, \$60. Lo que ocurre a continuación es que el generador le paga al demandante la diferencia de \$10, y de esta forma ambos quedaron protegidos ante la variación de precios. En el caso contrario, si el precio en el Mercado de Tiempo Real hubiera sido de \$40 entonces la transacción se hace a precio de mercado con el Despachador Central pero ahora el demandante compensa al generador por tener que haber vendido su energía más barata, le paga \$10 para que su ingreso sea de \$50 lo cual es la cantidad que de todas formas el demandante esperaba pagar.

1.3.3.4 Subastas de Mediano y Largo Plazo.

Uno de los principales objetivos de la existencia de las subastas es dar certidumbre a los inversionistas. Esto tiene sentido dado lo cuantiosas que son las inversiones en este sector y dado que se requiere una cantidad de tiempo bastante considerable de tiempo para construir una central eléctrica, sin mencionar que este tipo de inversiones tienen una vida útil de no menos de 20 años y potencialmente hasta 50 años. Por otro lado, el país necesita desesperadamente de estas inversiones dada la escasa inversión que ha hecho la CFE y dado el dudoso manejo que ha tenido la paraestatal. Por consecuente, una excelente forma de incentivar la inversión de largo plazo en capacidad generadora es dando certidumbre a los involucrados mediante contratos y productos relacionados que aseguren flujos de efectivo a lo largo del tiempo, una manera de lograr lo anterior se da en las subastas de mediano y largo plazo, (BANCOMEXT, 2018).

Como ya se mencionó, cuando a los generadores se les fuerza a hacer ofertas basadas en costos, deben de existir mecanismos adicionales que ayuden a recuperar sus costos fijos y que adicionalmente, aporten los

²⁹PSU. "Financial Transmission Rights and Contracts for Differences". Penn State Course EBF 301, Global Finance for the Earth, Energy and Materials Industries. Available at: <https://www.e-education.psu.edu/ebf301/node/748> Accessed, Apr 2017.

incentivos para que la inversión a largo plazo se materialice, en este sentido, los mercados de largo plazo fueron creados para intentar cumplir con estos objetivos. Las subastas son organizadas por el operador central y en ellas se oferta Energía Eléctrica Acumulable (lo cual redundará en capacidad instalada), Potencia, Certificados de Energía Limpia. Las subastas son bilaterales en tanto participan oferentes y demandantes, son reguladas por CENACE quien además notifica de las propuestas ganadoras, (Elizalde and Rousseau, 2020). Dependiendo del horizonte, las subastas tienen los siguientes objetivos³⁰:

- **Mediano Plazo:** Reducir la exposición a la volatilidad de los precios en el corto plazo comprando con anticipación Energía y Potencia que consumirán los Usuarios de Suministro Básico. Los contratos tienen vigencia de 3 años y se realizan subastas cada año.
- **Largo Plazo:** Permitir a los Suministradores de Servicios Básicos, Entidades Responsables de Carga celebrar contratos en un ambiente competitivo para compra-venta de CELs, Potencia, Energía Eléctrica Acumulable. La vigencia de estos contratos es de 15 años para Potencia y Energía Eléctrica Acumulable y de 20 años para CELs; estas se llevan a cabo anualmente. Los ganadores de la subasta tienen garantizada la compra de varios de sus productos por 15 años, lo cual es suficiente para la recuperación de una parte importante de la inversión si no es que de la totalidad de la misma.

1.3.4 Servicios Auxiliares (Conexos)

Uno de los objetivos principales del Mercado Eléctrico Mexicano (MEM) es que el sistema de generación sea sumamente confiable. De esta forma, los Servicios Conexos permiten la correcta operación del Sistema Eléctrico Nacional, estos servicios son la regulación de frecuencia y el establecimiento de reservas. El MEM incluyó dentro del mercado algunos servicios conexos que se consideraron de alta prioridad, en tanto el resto se dejaron fuera. A continuación se presentan aquellos que están incluidos.

Algunos de los Servicios Conexos incluidos en el MEM tienen como finalidad compensar o entrar en vigor ante eventualidades no contempladas o errores de pronóstico, por ejemplo, en 2008 el *ISO* de Texas, el *Electricity Reliability Council of Texas (ERCOT)* tuvo una eventualidad extraña: debido a un fenómeno meteorológico, el viento dejó de soplar por un periodo prolongado de tiempo. Este fenómeno no habría sido de gran relevancia salvo porque ERCOT tiene una porción importante de su matriz eléctrica en energía eólica, consecuentemente, existía el riesgo respecto del cual, una parte importante de la región sufriera desabasto, y es por ello que no tener almacenamiento y de tener pobre interconexión o de no tener en absoluto, como es el caso de ERCOT, se deben de tener plantas de reserva ³¹. Vale la pena notar que el CASO de ERCOT

³⁰CENACE. "Sistema de Información del Mercado. Área Pública: Subastas". CENACE. Available at: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/Publicas/MercadoOperacion/Subastas.aspx> Accessed, Apr 2017.

³¹Blumsack, Seth."Introduction to Electricity Markets". Course EBF 483. Department of Energy and Mineral Engineering,

es muy particular y no aplica para el caso mexicano, pues es un sistema independiente, no está conectado a otros sistemas, de tal forma que ante una eventualidad, no pueden importar energía, en contraste con MISO, PJM y CAISO, los cuales sí lo pueden hacer.

Se abordó previamente el objetivo de tener mercados en horizontes de tiempo corto y muy corto, el cual es en esencia, balancear la generación. Sin embargo, aún con la existencia y el correcto funcionamiento de estos mercados, dentro de periodos de tiempo tan cortos como una hora y menores, existen errores de pronóstico, centrales asignadas fallan y por ende, existen diferencias entre la oferta y la demanda que deben de resolverse en tiempo real. Estas diferencias pueden requerir que existan plantas disponibles para entrar a generar con un aviso de apenas 30 minutos y a veces en menos de 5, dado que muchas veces no habrá centrales para ser despachadas por medio de los mercados antes mencionados es que existen los Servicios Conexos. Asimismo, otra de las necesidades para las cuales se requiere la existencia de servicios conexos así como la constante evolución de los mismos es la penetración cada vez más ambiciosa de energías renovables, lo cual hace necesario que se tengan nuevas necesidades de sincronía de frecuencia, respuesta rápida de rampeo, respuesta inercial por parte de las turbinas de viento (es decir, no solo de los generadores convencionales), capacidad de balanceo, control de voltaje, así como de tener generadores convencionales en reserva, (Oureilidis et al., 2020), (IRENA, 2019). Algunos de los servicios que están disponibles en el Mercado Eléctrico Mexicano que en contraste a muchas jurisdicciones foráneas en México, sí se remuneran, son los siguientes:

1. Reservas de Regulación Secundaria: Reservas al ALZA y a la BAJA.
2. Reservas Rodantes: Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia y Reservas Rodantes de 10 minutos.
3. Reservas Operativas: Reservas de Regulación Secundaria de Frecuencia, Reservas Rodantes de 10 minutos y Reservas No Rodantes de 10 minutos.
4. Reservas Suplementarias.
 - (a) Reservas Rodantes Suplementarias.
 - (b) Reservas No Rodantes Suplementarias.

Los servicios conexos no incluidos en el MEM para los cuales los participantes deberán de contratarlos de forma bilateral son los siguientes:

1. Reservas Reactivas.

2. Potencia Reactiva.

3. Arranque de Emergencia.

1.3.4.1 Regulación de Frecuencia

Regular la Frecuencia es una actividad sumamente relevante en la generación eléctrica y se basa en el concepto de generación sincronizada. Se entiende por un generador síncrono a aquel para el cual, el rotor de su máquina eléctrica siempre se mantiene a una velocidad constante³². Se entiende como Regulación de Frecuencia al proceso de mantener la frecuencia nominal de las oscilaciones de corriente alterna entre ciertas cotas de tolerancia coordinando activos de generación, (Kirby, 2004). Cada sistema ISO funciona a una frecuencia específica, por ejemplo, los sistemas de Estados Unidos, México y otras partes de América la frecuencia es 60 Hz³³, en Inglaterra así como casi en toda Europa es de 50 Hz³⁴. La frecuencia está directamente correlacionada con la velocidad de giro del rotor de generación. Como los rotores son en general piezas muy grandes metálicas que al girar cargan cantidades grandes de inercia, incluso cuando la fuente que hace moverse a los rotores está apagada, el rotor puede girar por una cantidad de tiempo considerable y seguir produciendo electricidad, (Rebours, 2008).

Todos los generadores deben girar a la misma velocidad (estar a la misma frecuencia) o el sistema se puede volver inestable. Una analogía al concepto de regulación de frecuencia es la velocidad en la que giran las ruedas de un auto al andar, es decir, nos interesa la frecuencia con la que completan un ciclo completo cuando el vehículo va en línea recta. Todas las ruedas giran a la misma velocidad, y si una rueda girara más lento, podría alterar la trayectoria del auto, por ello, es necesario mantener todas las ruedas girando a la misma frecuencia. Específicamente, es un supuesto de planificación que la energía que se genera no se almacena sino que tiene que consumirse en el instante (al menos en el corto plazo, no se planea construir estaciones de hidro-bombeo, de donde, en este plazo el supuesto se cumple). Por consiguiente, es necesario mantener el balance entre generación y consumo en fracciones de tiempo muy cortas, minuto a minuto o en intervalos bastante más reducidos. Si la demanda fuera menor a la esperada, y por ende, hay más generación, este excedente de electricidad aceleraría la rotación, el problema es que, apenas una salida de frecuencia de una cantidad relativamente pequeña puede dañar los equipos como subestaciones, (Nerkar et al., 2021), (Chuang and Schwaegerl, 2009).

³²Circuit Globe. "Synchronous Generators". *Circuit Globe*. Date Unavailable.

Available at: <https://circuitglobe.com/synchronous-generators.html> Accessed, Apr 2017.

³³Techno Sun. "Tabla de valores de corriente eléctrica y frecuencia mundiales". *Techno Sun* 11 Jun 2010.

Available at: <http://blog.technosun.com/tabla-de-valores-de-corriente-electrica-y-frecuencia-mundiales/> Accessed, Apr 2017.

³⁴No necesariamente hay una diferencia significativa entre usar una frecuencia u otra, de hecho, las ventaja/desventaja depende de la aplicación, por ejemplo, un electrodoméstico que tiene que girar mucho tiene mejores posibilidades en el sistema de 60Hz

Los eventos de sobre-frecuencia, es decir, por encima de los 60 Hz se controlan con relativa facilidad reduciendo la generación de alguno de los elementos del sistema, algunos generadores tienen un gobernador, el cual, automáticamente reduce la cantidad de electricidad producida cuando detecta que se salió de frecuencia. Estos fenómenos suelen ocurrir lentamente y se detectan con facilidad. Sin embargo, los eventos complicados son los de sub-frecuencia, pues estos son difíciles de pronosticar. Es necesario alterar la frecuencia a la que sería necesaria cuando ocurre un desbalance, en general, esto se puede lograr mediante los siguientes mecanismos³⁵:

- **Control de Frecuencia Primario:** Es un control por ordenador, tan pronto como se detecta el desbalance, se manda la orden a los actuadores correspondientes para el ajuste. Se activa para desviaciones cuasi-estacionarias de frecuencia iguales o superiores a los $\pm 200mHZ$.
- **Control de Frecuencia Secundario:** Se activa en décimas de segundo si el anterior (Control del Frecuencia Primario) no pudo ser capaz de corregir el desbalance, se le llama, *Automatic Generation Control* (AGC) y puede involucrar demanda controlable.
- **Control de Frecuencia Terciario:** Se activa si los dos anteriores han fallado, tarda algunos minutos en entrar en operaciones y toma medidas más severas reajustando la capacidad de generación de las plantas capaces de hacerlo (aquellas con capacidad alta de rampa), labor que suele hacerse en coordinación con otras plantas generadoras o mediante el operador del sistema, cuando este es el caso, se hace mediante subastas en donde se anuncia la capacidad estimada que se necesitará para regulación de frecuencia y los participantes mandan ofertas con precios separados³⁶.

En el caso Mexicano, se establecieron mecanismos más específicos que los mencionados arriba, se establecieron servicios que ayudan a mantener la generación disponible en todo momento. Adicionalmente, existen como servicios auxiliares las Reservas y la Regulación. Las reservas son capacidad de generación de emergencia en caso de que falle alguno de los generadores. Regulación es la capacidad de cambiar el nivel de producción si es que el sistema se sale de fase. La granularidad de la fase, y por tanto de la división de los tipos de reservas que se establecen en un país varía, a continuación se muestra el ejemplo del control de la energía conforme varía la resolución de tiempo³⁷, (CRE, 2015b).

- **Reservas Rodantes:** Es la capacidad que tiene ya sea de aumentar la generación por parte de las centrales eléctricas o bien, de reducir la demanda por medio de demanda controlable.

³⁵Dutton, John, "Introduction to Electricity Markets: 9.1.2 Frequency Regulation". Penn State University, College of Earth and Mineral Sciences, course: EBF 482.
Available at: <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/705> Accessed, Apr 2017.

³⁶Un generador en estas circunstancias debe de tener la capacidad rápida de generar más electricidad o bien de reducir la generación, a esto se le denomina *REG-UP* o *REG-DOWN*

³⁷ENEL. "¿Qué son los Servicios Conexos?". *ENEL*, Date unavailable.
Available at: https://www.enel.mx/es/media-center/news/Que_son_los_servicios_conexos Accessed, Apr 2017.

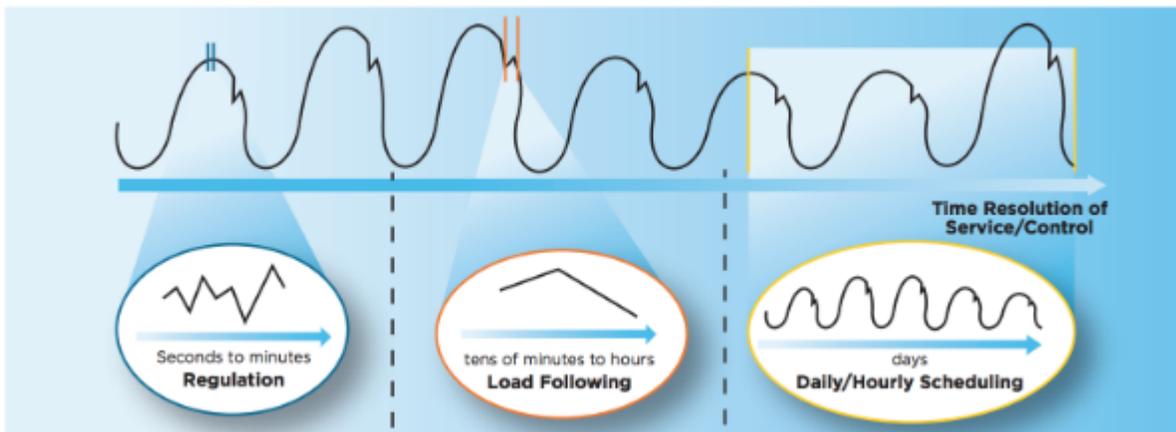


Figure 1.10: Secuencia de asignación para los servicios auxiliares.

Fuente: Direct Energy. <https://www.directenergy.com/>

- **Reservas No Rodantes:** Es la capacidad que tienen las centrales de generación o bien la demanda controlable que están fuera de línea para volverse a sincronizar y generar en un periodo de tiempo preestablecido, por lo general corto.
- **Reservas Operativas:** Es la capacidad de las centrales eléctricas o bien, recursos de demanda controlable, para incrementar su generación o reducir la demanda. Estos recursos incluyen las reservas rodantes y las no rodantes.
- **Reservas Suplementaria:** Es la capacidad de las centrales eléctricas de aumentar su capacidad de generación o bien, de los recursos de demanda controlable de reducir el consumo en un periodo de tiempo mayor al establecido para la Reserva Operativa.
- **Reserva Reactiva:** Es la suma de Reserva de potencia reactiva en generadores y condensadores síncronos + Reserva de potencia en compensadores estáticos de VARS + Reactores y capacitores disponibles + Liberación de potencia reactiva por desconexión de cargas interrumpibles + Conexión y desconexión de elementos (cables, líneas de transmisión, transformadores).

1.3.4.1.1 Fijación de Precio para Reservas El precio de las reservas se establece como la diferencia entre el precio de mercado y el precio ofertado por el generador que fue asignado en el mercado. En el diagrama, la central PxQ3 fue asignada pues su precio ofertado fue menor que el precio de mercado, pero el despachador lo asigna como reserva, "el costo es la diferencia entre el PML y el precio de la oferta" , es decir, el área sombreada, (Ibáñez and Reyes, 2015).

No todos los servicios adicionales del MEM o fuera de este se pagan de la misma forma, algunos se pagan con base en una tarifa que a menudo establece el despachador central, en el caso de México es el CENACE, pero cada mercado tiene su propia política de asignar precio a cada servicio. Más aún, de acuerdo con la Base de Mercado 9.2.3 C) iv), se calculará una Oferta de disponibilidad de reservas mediante la cual el generador

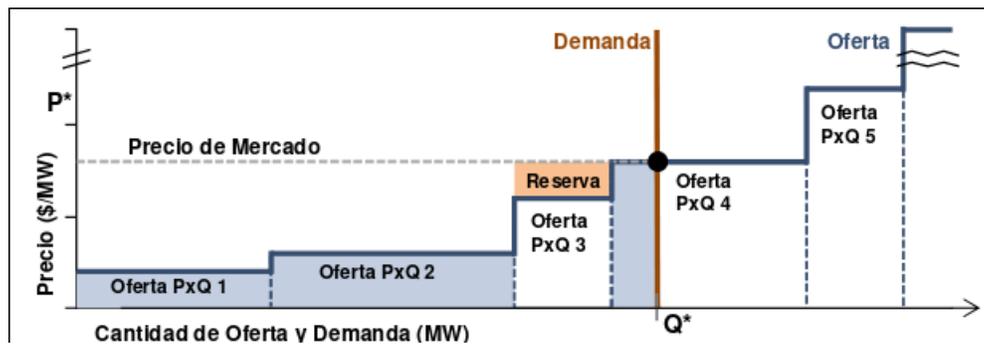


Figure 1.11: Fijación de Precio de las reservas.

Tomado de "Guía de Referencia para Interactuar en el Nuevo Mercado Electrico", por Ibáñez *et al.*, 2015, Cogenera México, P.15.

podrá "recuperar los costos variables que no reflejen en las ofertas de arranque, operación en vacío, energía incremental o cualquier otro en caso de proveer reservas". Asimismo se estipula el que, "Cuando el Precio Marginal Local no sea suficiente para cubrir el costo de generación por la activación de reservas... se calculará la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación", consecuentemente, los generadores tiene amplias provisiones para recuperar costos, (Secretaría de Energía, 2015a).

1.3.4.2 Operación de Isla

Se refiere a las plantas generadoras que están operando fuera de la red como es el caso de generadores autónomos no conectados o bien, aquellos que sí están conectados pero de forma paralela y con cierta independencia del operador central, (Secretaría de Energía, 2015a).

1.3.5 Transmisión.

De acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, se define al sistema de Transmisión como aquel "sistema integrado por el conjunto de las Redes Eléctricas que se utilizan para transportar energía eléctrica a las Redes Generales de Distribución y al público en general, así como a los sistemas eléctricos extranjeros que determine la Secretaría", (Presidencia de la República, 2014)". Note que aquí se habla casi indistintamente de los términos transmisión y distribución, sin embargo hay una diferencia notable entre ellos. Transmisión se refiere a la red que transporta electricidad a una tensión mayor o igual de 69KV. Se define así a una red de Distribución a aquella que se utiliza para distribuir la energía cuando se está más cerca del consumidor final; su tensión es menor a 35KV y mayores a 1KV, por lo que, en ocasiones, se le conoce como **redes en media tensión**, (Presidencia de la República, 2014).

Finalmente a las redes de menos de 1 KV se les denomina **Redes Particulares** y estas no son parte de la Red Nacional de Transmisión y Distribución. Actualmente, la red de transmisión cuenta con más de 115,000km de líneas y esta cantidad se esta expandiendo constantemente con respecto a la demanda pronos-

ticada, a la vez que se da mantenimiento o se reemplazan las ya existentes, (Secretaría de Energía, 2018c).

En cuanto a la forma de la red, hay varios aspectos importantes que mencionar referente a la planeación de un sistema eléctrico a un horizonte tan largo, esto se refiere a ir más allá de decir el tipo de red con respecto a su topología y presentar brevemente las tendencias más importantes, las cuales se mencionarán más adelante. En cuanto a la topología de la red, se pueden distinguir en esencia cuatro categorías, la red troncal (lineal), radial, anillo y red.

1.3.5.0.1 Sistema Troncal: Existe un generador y de ahí la energía se transmite por una línea al punto A; de esa locación, la energía no utilizada puede ser retransmitida a otra locación B, y así sucesivamente. Este sistema también se le denomina lineal.

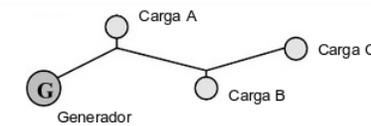


Figure 1.12: Sistema Troncal

1.3.5.0.2 Sistema Radial: En este esquema, existen líneas desde el generador hasta los centros finales de carga, no hay retransmisión a partir de alguno de los centros destino.

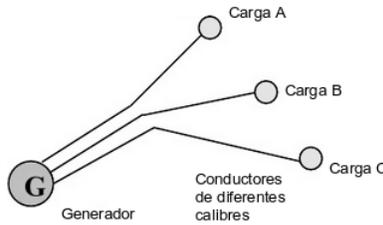


Figure 1.13: Sistema Radial

1.3.5.0.3 Sistema en Anillo: Existe un generador que abastece varios centros de carga reproduciendo la forma de una gráfica cerrada. Ejemplo, el generador abastece el sitio A, el cual abastece el sitio B y a su vez, el generador abastece el sitio C el cual está conectado con el sitio B.

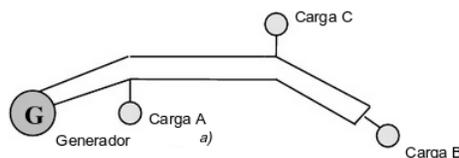


Figure 1.14: Sistema en Anillo

1.3.5.0.4 Sistema en Red: Cada Sistema de carga es abastecido por al menos dos líneas. Supóngase que existe el generador G y los centros A, B, C. Para A, este centro recibe carga directamente desde G, y también desde B, quien a su vez recibió carga desde G y así sucesivamente.

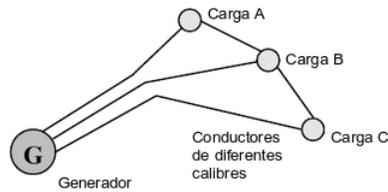


Figure 1.15: Sistema en Red

1.3.6 Tecnología de Redes

A continuación se presentarán algunas de las tendencias más relevantes en cuanto a la red son los Microgrids, Generación Distribuida y Las redes Inteligentes.

1.3.6.1 Micro-Redes

Son redes de escala menor a la red de transmisión. Por lo general, solo tienen la capacidad de abastecer comunidades pequeñas. Son redes que pueden ser independientes de la red de transmisión central aunque usualmente están conectadas a ella, es decir, tienen la capacidad de operar en modo de isla cuando así decidan que es más conveniente para ellos, (Hatziargyriou et al., 2007). Una microred posee un switch estático y un sus microfuentes de generación (*microsource*), para las cuales, el primero puede separar el sistema y ponerlo en operación de isla cuando hay una eventualidad, como un apagón en el sistema de generación principal. Asimismo, las microfuentes deben de tener la capacidad de balancear la energía de forma autónoma, (Lasseter, 2007). Una red de este tipo puede ser útil cuando la comunidad en cuestión está muy aislada de la red de transmisión, cuando es para fines militares y esta necesita la posibilidad de operar independientemente o bien, este esquema también es utilizado con fines económico/industriales, en donde, puede ser costoso detener algún proceso por falta de electricidad, de donde se tiene que asegurar el abastecimiento de la misma a un precio bajo, (Parhizi et al., 2015). Si el generador está en capacidad de implementar sistemas de Renovables con alta capacidad de almacenamiento junto con alguna de carga base en una Microred, entonces, sus costos seguramente serán menores que los que podría haber esperado de la energía que habría comprado a la red central. Más aún, una industria o poblado puede elegir tener una microred para poder decidir cuándo comprarle electricidad al operador central y cuándo generarla ellos mismos, lo cual claramente reduce sus costos, (Katiraei et al., 2008). Algunas de las características ideales en una microred son las siguientes³⁸:

³⁸Energuide. "What are Micrigrids". *Energuide*. Date unavailable. Available at: <https://www.energuide.be/en/questions-answers/what-are-microgrids/2129/> Accessed, Apr 2017.

- Energía producida localmente: Esto le da confiabilidad a su sistema y asegura la posibilidad de poder operar con independencia del sistema central de transmisión si fuera necesario.
- Sistema de almacenamiento: Sea de hidro-bombeo, supercapacitores o alguna otra tecnología que le permita hacer frente a apagones.
- Manejo inteligente: Sistema de coordinación algorítmico en tiempo real que permite el balanceo entre oferta y demanda.

Al margen cabe mencionar que una vez implementado y pagado este sistema, es que los costos comienzan a ser reducidos. Sin embargo, el instalar una red con estas características puede ser no solo técnicamente complejo, sino sumamente costoso.

1.3.6.2 Generación Distribuida

Se refiere al conjunto de tecnologías (solar, eólica, generación distribuida) que generan electricidad en el lugar o cerca del lugar final de consumo, el cual puede ser una casa, edificio, oficina, etc. Este sistema no suele ser independiente, sino que casi siempre esta conectado al operador central, de tal forma que solo tiene como finalidad reducir costos en tanto al menos, parte de la energía consumida se genera localmente o bien, puede funcionar como generador de emergencia, (Kumar et al., 2015). Esta definición no es universalmente aceptada, aunque el concepto de fondo sea el mismo para varios autores, por ejemplo, para (Iweh et al., 2021) se entiende como generación distribuida a "la utilización de fuentes de producción de energía pequeñas, integradas, con la capacidad de operar independientemente cuya instalación esta cerca de los centros de carga" (4). En Estados Unidos existen cerca de 12 millones de unidades de Generación Distribuida³⁹. Por ejemplo, en el estado de California este esquema genera alrededor de 4000MW. En México todavía hay que trabajar para implementar esta tecnología, pues a pesar de que existen 94,000 contratos de interconexión en esta modalidad, la cantidad de generación solo alcanza los 692 MW⁴⁰. El sistema de Generación Distribuida difiere de un Microgrid en el alcance, esta tiene la capacidad de abastecer una comunidad entera, ya sea de casas, un Campus o un corredor industrial entero, en tanto Generación Distribuida es generación local, una fábrica, un solo campus, una o un conjunto pequeño de casas, sin embargo, esta no es una definición completa sino una parcial pues a menudo los conceptos suelen traslaparse, (Lasseter, 2007).

³⁹EPA. "Distributed Generation of Electricity and its Environmental Impacts". *United States Environmental Protection Agency*. 2017. Available at: <https://www.epa.gov/energy/distributed-generation-electricity-and-its-environmental-impacts> Accessed, Apr 2017.

⁴⁰Marquez, Elizabeth. "Generación Distribuida, Sector con Altas Expectativas de Desarrollo". *EXPANSIÓN*, Mayo 20, 2019. Available at: <https://expansion.mx/bespoke-ad/2019/05/20/generacion-distribuida-sector-con-grandes-expectativas-de-desarrollo> Accessed, Aug 2019

1.3.6.3 Redes Inteligentes

Este es un punto fundamental en lo que se refiere a cualquier sistema eléctrico del futuro, se podrían dedicar tesis enteras solamente a este punto. Sin embargo, precisamente dado lo extenso del tema y dado que para este trabajo, las redes inteligentes son un elemento que se toma al margen, solamente se mencionará brevemente qué es y qué aporta en términos de los fines de este trabajo. Una red Inteligente se define como "una red eléctrica que permite la comunicación entre oferentes y demandantes (en tiempo real), permitiéndoles administrar la demanda, proteger la red de distribución, ahorrar energía y reducir costos", (Kylili and Fokaidis, 2015). Otra definición que aborda la interacción de los agentes es entiende a una Red Inteligente como "una red eléctrica que puede integrar, en una forma costo-eficiente, el comportamiento y las acciones de todos sus usuarios conectados -generadores, consumidores y los que hacen ambas- con la finalidad de asegurar un sistema eléctrico económicamente eficiente y sostenible, con pérdidas bajas y altos niveles de calidad y seguridad de la oferta y demanda", (Lazarou and Makridis, 2017). Ambas definiciones rescatan la idea de que la generación, y el despacho eléctrico puede ser una tarea interactiva, dinámica y que entienda a sus usuarios. Aplican tecnologías de medición inteligente, comunicaciones y control tanto a la generación, transmisión y distribución con la finalidad de eficientar y automatizar todos los procesos así como de reducir costos.

A un nivel más intuitivo, cuando se inició la distribución de la energía eléctrica mediante un solo despachador central en donde este estimaba la demanda día a día, se trataba de un diálogo en una sola dirección, del generador al consumidor. Posteriormente se introdujeron medidores cada vez con mejor tecnología, donde el diálogo ha sido cada vez más recíproco. Sin embargo, no ha sido sino hasta épocas recientes en que el diálogo puede llegar a ser totalmente bidireccional, por ejemplo, si algunos consumidores comienzan a demandar electricidad súbitamente y en exceso, con la finalidad de evitar incorporar costosas centrales de pico, la red puede comunicarse con los consumidores para pedirles que reduzcan su consumo o bien, puede pedirle a otros consumidores que reduzcan su demanda, de tal forma que no sea necesario llamar plantas adicionales, lo cual podría redundar en un precio de la electricidad más bajo o al menos constante, (Ninagawa, 2022). El que exista una comunicación constante entre todos los participantes es de vital importancia, pues esto trae como resultado una mejor coordinación y un uso más eficiente de los recursos disponibles, (Borlase et al., 2017).

1.4 En Suma

Los sistemas eléctricos alrededor del mundo han sufrido cambios importantes desde que comenzó el proceso de liberalización en masa, alrededor de la década de los 90's, la curva de aprendizaje ha sido pronunciada y si bien es cierto que al día de hoy, no hay un sistema eléctrico que haya mitigado todos los principales

problemas, muchos de ellos sí han sido atendidos. El camino hacia la mejora de los sistemas eléctricos es amplio y está muy lejos de estar totalmente escrito. Particularmente, el nuevo Sistema Eléctrico Mexicano tomo tanto como se pudo respecto a las mejores prácticas, e incluso de esta forma, el sistema presenta muchas áreas de mejora.

Trabajo Futuro: Crear un modelo de optimización restringida, sea de programación lineal o no lineal, que calcule la cantidad necesaria de cada una de éstas tecnologías de flexibilidad que minimice los costos y que maximice la continuidad de la generación. Es decir, similarmente al modelo de Markowitz, el modelo podría decir cual es la combinación de fuentes de flexibilidad (almacenamiento, demanda reactiva, etc) que minimice incertidumbre y volatilidad y dejar la variable de costo libre, o bien que dado un costo fijo (sería el presupuesto que el país o el ISO estén dispuestos a invertir en éstas tecnologías) el modelo daría como respuesta el nivel de flexibilidad que puede aportar al sistema. Asimismo, es necesario incorporar en los modelos de diversificación geográfica técnicas estadísticas más robustas como Cópulas, Teoría de Extremos y Estadística Espacio Temporal.

Chapter 2

Importancia y Mecanismos que Permiten Alta Penetración de Renovables.

Si se decidiera introducir en el sistema una cantidad grande de energías renovables, esto sería posible aplicando varios métodos de flexibilización del sistema con la finalidad de minimizar la intermitencia. Como es natural, una buena flexibilización del sistema dependerá de la extensión geográfica de la región en cuestión, de la localización geográfica de la región, de la conectividad de la red de transmisión y distribución, y de la disponibilidad para hacer las inversiones necesarias. El implementar un sistema altamente flexible tiene como ventaja el permitir una alta introducción de energías renovables, las cuales a su vez, aportan un grado significativo de autonomía energética, en el sentido de que, si el país no tuviera los combustibles para operar plantas de generación convencional, entonces, tendría que comprarlos al extranjero, depender de la disponibilidad de los combustibles, de la variación de precios en los mercados internacionales que a veces llega a ser muy drástica suele ser una apuesta con alto riesgo. Por el contrario, si el país posee un sistema basado en energías renovables y un sistema flexible, no necesita depender de los vaivenes de los precios internacionales de los combustibles ni de los conflictos geopolíticos que les atañen, el país en cuestión podría operar con más soberanía energética. Adicionalmente, algunas de las fuentes renovables tienen costos marginales muy bajos, que junto con los mecanismos para compensar los costos variables (como los CEL), suelen redundar en precios finales más bajos para el consumidor, aún si el precio no está atado a los costos como en el mercado eléctrico mexicano.

2.1 Introducción

Para comenzar, cualquier país desarrollado debe tener un extenso acceso a recursos energéticos, pues estos son el pilar de la industria, así como de los servicios. En particular, se debe tener amplio acceso a la generación eléctrica a un costo razonable. De hecho, el consumo total de electricidad en México al 2017 fue de 259,881.837 GWh y se estima que la demanda crezca a una tasa del 3.2% anual desde el 2018-2031, (Secretaría de Energía, 2017d). Aún si el crecimiento poblacional en México se llegara a estancar, no hay que dudar que el consumo eléctrico crecerá, esto se debe a que el uso de electrónicos se ha vuelto cada vez más indispensable en las actividades diarias. En particular, 42.3 millones de mexicanos tienen una computadora y hay más de 65 millones de teléfonos celulares, de acuerdo con la Encuesta Nacional sobre Disponibilidad y Uso de Tecnologías de la Información en los Hogares 2017¹. Por lo anterior, es menester encontrar las condiciones necesarias para abastecer la demanda futura a menor costo y con menores emisiones. Más aún, el siguiente apartado revisará la posibilidad teórica referente a que la disponibilidad de la energía eléctrica a un costo bajo pueda influir en el crecimiento económico de un país, y de ahí deriva parte de su importancia.

El siguiente capítulo presenta tres puntos relevantes. El primero es el contenido teórico tanto de la economía ecológica como ambiental sobre el cual se sustenta el proyecto. En un segundo bloque, se presenta la justificación ambiental que da origen a la búsqueda de una matriz de generación eléctrica con alta penetración de renovables; en esta sección se presentan algunos de los principales ciclos de retroalimentación que ocurrirán de no atender las consecuencias del cambio climático. Por último, una vez comprendida la necesidad de tal matriz, continuamos con una revisión de los requerimientos para un *grid* con tales características, lo que nos lleva a revisar si hay la suficiente radiación solar y el potencial de generación eólico en el país, así como de los sistemas que aportan flexibilidad los cuales se necesitará implementar para dar confiabilidad al sistema.

2.2 Una Aproximación Histórica

El interés por estudiar la escasez de los recursos energéticos es al menos tan vieja como el inicio de la revolución industrial. En aquel entonces, uno de los principales combustibles era el carbón y dada la escasa tecnología de exploración geológica, era complicado obtener una estimación de la cantidad de carbón disponible. Más aún, dados los sistemas de cuenta todavía inexactos, tampoco se tenía una estimación adecuada del consumo de carbón. Consecuentemente, surgió la preocupación por estudiar la potencial escasez de este recurso. A grandes rasgos, el problema de escasez fue abordado desde los inicios de la economía como ciencia social. Algunos de los autores más influyentes pertenecieron al denominado Círculo de Viena, pues era en los cafés y círculos intelectuales de esta ciudad que se desarrollarían las discusiones más notables y el

¹INEGI. "Comunicado de Prensa Num. 105/18". Instituto Nacional de Estadística y Geografía. 20 Febrero 2018. Available at: www.inegi.org.mx/contenidos/saladeprensa/boletines/2018/OtrTemEcon/ENDUTIH2018_02.pdf Accessed, Jun 2018.

forefront de la economía así como de muchas otras áreas como la filosofía, las matemáticas puras y la física. A muchos de estos autores se les considera frívolos en tanto algunos tenían el objetivo de estudiar únicamente la producción sin contemplar la disponibilidad de los recursos naturales o su cuidado. Sin embargo, sí hubo autores quienes compartían la preocupación por cuantificar la cantidad de energéticos, la producción y eventualmente el impacto ambiental.

Para comenzar, (Farey, 1827), quien fue un notable geólogo y uno de los primeros *mineral surveyors* serios de Inglaterra expresa que el acelerado consumo de carbón por los motores a vapor y la industria, entre otros, puedan llevar al agotamiento del mineral dado que para ese entonces, la revolución industrial está en pleno apogeo y el carbón es su principal combustible. Una de sus principales preocupaciones era que la revolución industrial fuera a terminar súbitamente si su principal combustible se acababa. Una gran parte de su trabajo no pudo ser publicada debido a que se trataba de reportes comisionados por privados, muchos de los cuales eran de carácter confidencial. De forma similar, (Jevons, 1865), hace énfasis en la importancia de considerar la escasez del carbón, afirma que la naturaleza siempre tiene un “límite natural e inexorable”. Más aún, Jevons observa algo que ocurre en nuestra sociedad hoy en día, esto es, que el consumo de energéticos se ha incrementado mucho más que proporcionalmente respecto al incremento poblacional. En particular, él observa que en sus días, la población se había duplicado pero el consumo de carbón se había multiplicado por ocho, y se pregunta por la factibilidad de que esta tasa de crecimiento perdure, se pregunta si habrá suficiente mineral para soportarla.

A pesar de que de el avance tecnológico ayuda a satisfacer las necesidades humanas, este tiene limitantes, y ningún plan nacional debe confiar en que el avance tecnológico siempre saldrá al rescate de las necesidades humanas en el momento en que se necesita. Particularmente, Jevons argumenta que no se puede estar constantemente duplicando la longitud de los ferrocarriles, el tamaño de los navíos y fábricas. Entiende la existencia de un límite, no fijo, sino flexible que se puede incrementar de vez en vez. En este contexto, Jevons menciona que la impresión general que él tiene de la sociedad de su época respecto al manejo de los recursos es que ellos son “gente expandiéndose en un país nuevo y rico, en el cual, todavía no se conocen las fronteras”, (Jevons, 1865), al parecer dicha visión es muy similar a la impresión de una porción importante de la actual sociedad, es decir, la preocupación de Jevons es que no existía una mentalidad de conservación. En tanto en una mina, por ejemplo, una vez agotada no hay forma de volverla a crecer, Jevons menciona que, en tanto la riqueza y el progreso dependan del carbón, “no solo debemos detenernos, sino regresar”, él considera que dado que el carbón es la principal fuente de energía y prosperidad, “es nuestro trabajo no regalar una onza de carbón a cualquier persona más que a nosotros”.

Asimismo, una de las aportaciones más fascinantes es la ahora denominada *paradoja de Jevons*. El autor

notó que las máquinas que utilizaban carbón como combustible con el tiempo mejoraban su diseño y eventualmente, hasta cierto límite termodinámico, había menos pérdidas energéticas y las máquinas podían ejercer más trabajo con menos combustible respecto del trabajo que solían realizar en el amanecer de la revolución industrial, de donde, Jevons argumentó que, momentáneamente se reduce el consumo del combustible (y en principio esta eficiencia causa una reducción de los costos de producción), lo que podría ocasionar que se consuma más combustible dado que ahora es más barata la producción, mermando así las posibles ganancias en términos de conservación de la cantidad de combustible que se dejó de consumir con el advenimiento del progreso técnico y la eficiencia. Concretamente, lo que Jevons aseveró fue lo siguiente:

”Si cuantificamos el carbón usado en una caldera, por ejemplo, sea disminuido en comparación con el resultado, las ganancias del intercambio se incrementarán, se atraerá nuevo capital, el precio del acero sin procesar caerá, pero su demanda se incrementará; y eventualmente mientras más calderas existan, compensarán el consumo disminuido en el consumo de cada uno. Y si ese no es el resultado en una sola ramificación. Se debe recordar que el progreso de cualquier ramificación de la manufactura emociona y fomenta nueva actividad en otras ramas”, (Jevons, 1865).

Esta paradoja ha generado debate en la comunidad científica, para comenzar, no se sabe hasta que punto es más el uso que la eficiencia ganada, es decir, la forma de medir el *rebote* no necesariamente es objetiva pues cuando aumenta la eficiencia, el sistema se convierte en algo nuevo, diferente a lo que se concibió inicialmente, por ejemplo, es complicado comparar el trabajo que hacen 30 caballos con el que hace un tractor de 30 caballos de potencia, (Giampietro and Mayumi, 2018). De lo anterior, se puede inferir que este efecto será diferente en diferentes países, de acuerdo a su estructura industrial y de acuerdo a la adopción de cambios en la tecnología. Si tratásemos de aplicar esta idea a nuestro estudio se diría que el incremento en la eficiencia de generación energética no necesariamente resolverá el problema de cambio climático pues a pesar de que existan más generadores eléctricos eficientes, se demandará más electricidad, asimismo, el problema de la conservación y daño ambiental continuará a menos que se implemente en conjunto con alguna estrategia de conservación de energía.

De hecho, la evidencia empírica de (Gillingham et al., 2014), establece que el efecto microeconómico de la paradoja de Jevons está entre 20% a 40%, aunque en algunos casos, podría ser tan grande como del 60%. Los autores encuentran que políticas que encarezcan la energía en una cantidad importante podrían generar efectos de rebote negativos. Consecuentemente, mientras los ahorros de energía de políticas de eficiencia no sean tan amplios, por el efecto rebote es posible llegar a un punto donde se conserve la energía y se incremente el bienestar

En el mismo tenor de recursos escasos, una de las hipótesis relacionadas al cómo abastecer la demanda energética ante la posible escasez de recursos futuros se asocia a la denominada catástrofe Maltusiana. El economista Británico Thomas Robert Malthus estableció la posibilidad de que una población pueda crecer más rápido que el ritmo de crecimiento de los elementos para mantener esta población, como por ejemplo, alimento. De hecho, el trabajo de Malthus es bastante más general que solamente en el ámbito alimenticio, por lo que sus implicaciones son fácilmente extrapolables a la industria eléctrica.

Malthus afirmó que la población crece a ritmo geométrico pero la producción alimentaria crece de forma aritmética, de tal forma que, en algún punto la humanidad enfrentaría hambrunas y catástrofe cuando el crecimiento geométrico sobrepase el aritmético, (Malthus, 1798). ¿Por qué la catástrofe Maltusiana no ocurrió? ¿Por qué la población sigue creciendo y aparentemente hay recursos para todos (siendo el problema la distribución y la forma de consumo, no necesariamente la producción)? Básicamente, por el incremento de la eficiencia tecnológica. La producción alimenticia pudo crecer geoméricamente pues esta depende no solo de la tierra sino también del *know-how*, que en este caso se traduce en avances en la mejora genética de las semillas, en técnicas para nutrir el suelo, irrigación, mecanización, uso de pesticidas, etc., todos los cuales impidieron la catástrofe². Sin embargo, un cultivo no es lo mismo que una mina de carbón o un yacimiento petrolero, una vez que estos se terminan no hay marcha atrás, y es en este sentido que la catástrofe Maltusiana cobra más importancia en el ámbito energético.

La interrogante aquí es si este fenómeno podría ocurrir en el sector energético. De ninguna forma se está implicando que sea posible extraer más energía de la que termodinámicamente hay disponible en un combustible; en su lugar, la cuestión que está en el aire es si la tecnología podría llevar a la sociedad a un punto donde el consumo eléctrico disminuya consecuencia de una mayor eficiencia de los artículos electrónicos así como a un punto donde la eficiencia de generación sea mayor. Lo anterior solo se menciona al margen de este trabajo, pues para nada se pretende investigar si la tecnología solucionará todos los problemas futuros y, más importante, nuestro trabajo no toma como supuesto el que futuros avances tecnológicos mejoren la eficiencia energética ya sea en la generación o el consumo.

En sintonía con Malthus, Stuart Mill piensa que un exceso de población descontrolado conllevará a una sociedad que no tendrá beneficios, él establece que “es solamente en los países rezagados que incrementar la producción es un objeto importante, en los más avanzados lo que se desea es una mejor distribución”, (Stuart-Mill, 1884). Asimismo, específicamente en cuanto al tema poblacional, Mill establece que, “existe lugar en el mundo, sin duda, e incluso en países viejos para un gran incremento poblacional suponiendo que

²Sachs, Jeffrey. "Are Malthus's Predicted 1798 Food Shortages Coming True?". *Scientific American*. 2008. Available at: <https://www.scientificamerican.com/article/are-malthus-predicted-1798-food-shortages/> Accessed, May 2018

las condiciones de la vida mejoran, y el capital aumenta, pero aún si inocuo, confieso que veo muy poca razón para desearlo ... puede soportar una población más grande, pero no más feliz o una mejor población, sinceramente espero, por el bien de la prosperidad, que estarán contentos mucho antes que la necesidad los alcance”, (Stuart-Mill, 1884). Esta felicidad o prosperidad que establece Mill, claramente tiene implicaciones en términos energéticos de nuestro trabajo, pues la matriz de energía eléctrica que se planea para México en (Secretaría de Energía, 2018d) o en (Secretaría de Energía, 2019b) no serían sustentables para una población grande en un horizonte lejano de tiempo, ya que dependen en gran cuantía del uso de gas natural así como de otros combustibles fósiles, de donde, como Mill establece, bajo las consideraciones antes mencionadas que es poco deseable tener una población más grande o incluso, es también poco deseable una población no tan grande pero con alto consumo eléctrico.

Fuera de estos autores, en aquella época no era tan común encontrar el interés por estudiar modelos económicos bajo limitaciones de recursos naturales. Pocas décadas después, (Solow, 1957) y algunos otros modelos contemporáneos de crecimiento asumían total disposición de recursos, así como una función de producción que incorpora el progreso tecnológico. Más aún, se pasó a una etapa donde se olvidó en gran medida de la posibilidad de escasez de recursos y preponderó el enfoque de crecimiento económico y racionalidad de los agentes económicos que buscan maximizar sus funciones de utilidad.

De acuerdo con (Nuemayer, 2000), la posición optimista de los neoclásicos con respecto a la disponibilidad de los recursos puede ser resumida en los siguientes puntos:

1. Un incremento en el precio del recurso lleva a una sustitución del recurso con otro más abundante.
2. Un incremento en el precio de un producto lleva a un incremento en el reciclaje del recurso escaso y a la exploración y extracción de otros de calidad menor.
3. El progreso técnico incrementa la eficiencia del uso de recurso y hace la extracción de minerales de menor calidad más barata.

Es evidente ver que en esta concepción importa más entender de dónde se extraen recursos para continuar con la producción de la forma en que se realiza actualmente antes que limitar la extracción para la conservación y reposición, en el caso de que esto último fuese posible. En la teoría neoclásica de crecimiento económico con las premisas antes mencionadas el objetivo de estos modelos es principalmente crecer sin importar si existen los recursos naturales suficientes para que este crecimiento sea sostenido.

Sin embargo, más recientemente y todavía dentro del enfoque neoclásico, sí surgió un grupo de investigadores que hicieron el intento de incorporar la finitud de recursos y verificar los resultados de (Solow, 1957).

Posteriores reformulaciones de Solow (Solow, 1974), no incorporan restricciones a la emisión de contaminantes, sino que, se impusieron precios a los daños causados. Si la penalidad es fija o no es sustancialmente equivalente al daño emitido, entonces, aquellos productores con grandes recursos financieros podrán contaminar y pagar la multa sin que esto atenúe el problema de los contaminantes. Regresando al punto de verificar la posibilidad de crecimiento continuo con recursos limitados, (Chambers and Jang-Ting, 2009) verifican que es posible tener crecimiento económico sin deterioro en el ambiente a lo largo de la senda de crecimiento balanceado. Más aún, (Gardonova, 2016) igualmente confirma los resultados anteriores, el único inconveniente de este tipo de aproximaciones es que asumen que el progreso técnico será capaz de substituir producción cara por barata, y que habrá alguna forma de reciclamiento de las materias primas, lo cual es un supuesto sobre el cual ninguna planeación puede descansar. De hecho, el tema de la escasez de los recursos naturales es tan importante que surgieron al menos dos vertientes para atenderla, la Economía Ambiental y la Economía Ecológica.

2.3 Enfoques Predominantes

Las áreas de economía ecológica y ambiental intentan incorporar el concepto de escasez de recursos naturales en el quehacer económico. Estas disciplinas no son excluyentes, a pesar de que a menudo son antagónicas. Se presentarán aquí los aspectos centrales que atañen a nuestro proyecto. Un aspecto simpático es que tanto la palabra Economía y Ecología comparten raíces, ambas provienen del Griego "oikos" que significa familia, propiedad de la familia o casa³, mientras que para la palabra Ecología, la partícula "logos" se puede interpretar como la opinión, la expectación, el estudio de o el raciocinio de⁴, consecuentemente, Ecología se puede pensar en términos de sus etimologías como el estudio de casa, familia o propiedad de la familia. Más formalmente, una posible definición de la ecología es "el estudio científico de los procesos que regulan la distribución de la abundancia de los organismos y las interacciones entre ellos, y el estudio de como estos organismos median el transporte de energía y materia en la biósfera", (DeLong and Chisholm, 2009). Esta definición da entrada a definir áreas económicas relacionada con la ecología.

2.3.1 Economía Ambiental

No hay una sola definición de ésta disciplina, sin embargo, puede entenderse como:

"el subconjunto de la economía que trabaja con la integración de la economía y la ecología. Está relacionada a la economía del bienestar y se enfoca en la asignación eficiente, búsqueda de precio óptimo, eficiencia económica, valuación de ecosistemas, fallas de mercado, impuestos a externalidades ambientales, cuotas de contaminación y a hacer que aquellos que exploten un recurso

³Definitions.net, STANDS4 LLC, 2020. "OIKOS."
Available at: <https://www.definitions.net/definition/OIKOS> Accessed, Apr 2020

⁴Ibidem

natural paguen un precio social por el daño que están causando; en sí, estudia la relación entre el agente económico y los componentes del ambiente.”, (K C and Joshi, 2017).

A pesar de que esta definición utiliza el concepto de ecología, no debe confundirse con el área de economía ecológica pues esta aborda los problemas desde otra óptica, la cual se presentará posteriormente. La economía ambiental utiliza fuertemente el instrumental de la teoría microeconómica y en general, el instrumental matemático, pues parte central de sus intereses son la modelación y la cuantificación. A menudo, la economía ambiental ha sido criticada por ser fría o por poner precio a ecosistemas, aunque, por otro lado, a menudo es el área que no se queda en un discurso, sino que aterriza sus conclusiones.

El origen de la Economía Ambiental se remonta a la década de los 50's, cuando se estableció la comisión Recursos para el Futuro. El objetivo inicial de dicho grupo era estudiar la escasez de los recursos naturales. Esta comisión fue promovida por la *U.S. President's Materials Policy Commission*, la cual, posteriormente fue apodada Comisión Paley. Esta organización de carácter independiente, tuvo la tarea de revisar el abastecimiento de materias primas para la segunda guerra mundial, así que los trabajos que emergieron tanto de esta actividad bélica como de posteriores trabajos se les conoció como el área que hoy está consolidada en la economía ambiental, la cual comenzó formalmente hasta la década de 1960s, (Pearce, 2002).

La economía ambiental tiene parte de sus raíces en el trabajo de Arthur Cecil Pigou, un economista británico educado en King's College, quien aparentemente fuera el mejor alumno de Alfred Marshall y quien eventualmente ocupara su lugar en la academia, continuando y expandiendo su trabajo a la vez que proponía sus propias innovaciones. Su obra principal fue *The Economics of Welfare*⁵. En este trabajo, Pigou utiliza teoría microeconómica para profundizar sobre los conceptos de externalidades lo que a su vez fue parte del trabajo de Marshall. Una de sus aportaciones centrales está basada en la idea de que debe de haber un castigo a aquellos que generan externalidades, como contaminación.

Más concretamente, él estableció el hoy denominado impuesto Pigouviano, el cual es un impuesto correctivo que se carga a cada unidad de producción de un agente generador de externalidades, y se fija en la misma cantidad que corresponde al costo social de la externalidad negativa. En principio, esto lleva a un equilibrio competitivo con el impuesto Pigouviano eficiente. Si la externalidad es positiva, entonces, para llegar a la eficiencia, se establece un subsidio, (Pigou, 1920).

Por otro lado, la teoría del bienestar se desarrolla sobre el trabajo de Pigou. Las condiciones de bienestar que estipula Pigou son que el bienestar se incrementa cuando el ingreso nacional se incrementa y que la

⁵Encyclopædia Britannica. "Arthur Cecil Pigou". *Encyclopædia Britannica, inc.* March 03, 2020. Available at: <https://www.britannica.com/biography/Arthur-Cecil-Pigou> Accessed, Mar 2020

distribución del ingreso nacional es de lo más importante para maximización del bienestar. Pigou también afirma que existen divergencias entre costos sociales y privados. Las principales diferencias son las siguientes:

- Cuando una firma transfiere un beneficio o costo a otra empresa sin apropiarse el beneficio o costo del servicio se le llama una economía de producción.
- Cuando la producción de un activo o servicio afecta negativamente a otras firmas en la industria, a estop se le llama deseconomías de producción.
- Se tienen economías de consumo cuando un incremento en el consumo de un bien o servicio que afecte favorablemente los patrones de consumo y deseos de otros consumidores.
- Cuando el consumo de un bien o servicio afecta a otros consumidores, se tiene una deseconomía externa de consumo, lo cual ocurre muy frecuentemente en la industria eléctrica cuando centrales de generación emiten residuos tóxicos y éstas están localizadas cerca de áreas pobladas.

Otro pilar de ésta corriente teórica es Ronald Henry Coase, quien a su vez, fue un crítico de Pigou. En su principal trabajo, *The Nature of the Firm*, establece que existen costos para usar el mecanismo de precios que coordina la actividad económica, por ende, se podrían hacer arreglos entre las instituciones y participantes de mercado para poder coordinar la actividad económica a un menor costo, Coase argumentaba que ni los impuestos ni los subsidios son necesarios si tanto los beneficiados como los afectados en una transacción pueden llegar a un acuerdo. Particularmente, los principales costes a las transacciones son los costos de aprender los precios, costos de negociar contratos y los costos de la redacción final de contratos, (Coase, 1937).

La pregunta que quedaba en el aire es si el mercado alguna vez consideraría y atendería los problemas de las externalidades. Coase propuso un ejemplo en donde un doctor y un panadero comparten el mismo edificio: la maquinaria del panadero emite mucho ruido, lo cual complica que el médico realice su trabajo al dar consulta. Una posibilidad para resolver el problema es que el panadero compense al médico por generar la externalidad, pero claramente, esta no es la única visión. Coase argumentó que el problema se puede parafrasear de la siguiente forma: si el doctor abrió su consultorio junto al panadero y solo hasta después de estar establecido, el médico se percata del sonido que el panadero ya hacia en su actividad económica, entonces ahora el médico es el culpable pues no se fijó si el lugar era adecuado para su oficina. ¿quién tiene la razón? ¿quién debe pagar?

A pesar que desde el punto de vista legal pueda haber una respuesta relativamente clara, desde el punto de vista de la eficiencia económica no necesariamente se llega a la misma solución, por ejemplo, si se le da la razón legal al médico el panadero podría verse forzado a invertir digamos \$50 en maquinaria más silenciosa.

Si se le diera la razón al panadero, y este tuviera que invertir \$75 en material aislamiento, desde el punto de vista económico, la solución más eficiente es la de \$50, y surge la pregunta de ¿quién lo debe de pagar? pues no porque sea la más barata la debe de pagar el panadero si tal vez es él quien tiene la razón. Otra posibilidad es que se dividan los costos o bien que se implemente la solución más barata pero que la pague el culpable, el punto central es pues, intentar solucionar el problema mediante un acuerdo, (Coase, 1960). Asimismo, de los escritos y ejemplos de Coase, posteriormente se estableció un teorema que lleva su nombre y describe la asignación eficiente en presencia de externalidades. Los supuestos de este teorema son:

- Costos de transacción nulos.
- Solo existen dos agentes en la negociación.
- Conocimiento perfecto por cada uno de los agentes de la función de utilidad de la contraparte.
- Mercados competitivos.
- Sistema legal sin costos.
- Productores maximizadores de utilidades y consumidores maximizadores de utilidades.
- No hay efecto riqueza ni ingreso.

Con éstos supuestos, el teorema de Coase establece que, dada una estructura de derechos de propiedad completamente especificada, con costos legales suficientemente bajos, se tendrá una solución económica y eficiente, es decir, habrá una reasignación de estos derechos en un sentido Pareto-eficiente.

Como es evidente, muchos de los supuestos del teorema de Coase raramente se encuentran en la realidad, y por consiguiente, la conclusión del teorema, igualmente rara vez se cumple en casos empíricos. Por otro lado, no es correcto interpretar el teorema como que el mercado siempre resolverá las externalidades de forma eficiente, esto es algo que nunca fue implicado por el autor.

2.3.2 Economía Ecológica

Al igual que con la economía ambiental, no hay una sola definición que abarque todos los aspectos del área ni mucho menos una con la que todos los practicantes de la misma estén de acuerdo, sin embargo, una de las definiciones más socorridas es la de Robert Costanza, quien la define como:

”el esfuerzo transdisciplinario para ligar las ciencias naturales y sociales, y especialmente a la ecología y a la economía. Su meta es desarrollar un entendimiento científico más profundo de las complejas ligas entre los humanos y el resto de la naturaleza, utilizando ese entendimiento para desarrollar políticas que van a llevar a un mundo ecológicamente sostenible”, (Costanza, 2019).

A lo anterior hay que agregar que la Economía Ecológica tiene una concepción donde la actividad económica esta acotada y donde ésta es un subsistema abierto que forma parte en un sistema más grande de la sociedad y de la biósfera. Así, la economía esta limitada por la capacidad de carga de la biósfera, es decir, su habilidad de mantener oferta de materiales. Otro concepto importante en esta disciplina es la falta de certeza que es consecuencia de no conocer el sistema en su totalidad, lo que lleva al concepto de resistencia, la cual se refiere a qué tanto un sistema puede mantenerse sin cambio substancial en un estado ante perturbaciones. Uno de los pilares de esta área son las leyes de la termodinámica aplicadas no solo a la energía sino a la materia.

Adicionalmente, esta área tiende a distinguirse por no tender a utilizar métodos de la economía neoclásica. Sin embargo, los límites tanto de la Economía Ecológica como de la Ambiental no necesariamente son claros, y a menudo se suele utilizar los mismos métodos en ambas áreas, así como también han llegado a atender temas como análisis costo-beneficio, valuación monetaria y valuación de ciclo de vida, los cuales serían tópicos más prevalentes en el área de ambiental. Finalmente, la economía ecológica tiene un objetivo bien definido y es "lograr la sustentabilidad en términos ambientales y sociales"⁶.

Uno de los autores más destacados en el amanecer de esta área es Harold Hotelling, quien estudia en qué momento extraer los recursos naturales cuando no son renovables. Aquí es importante destacar que existen varias ópticas desde las cuales abordar el tema, una es desde el punto de vista de la conservación y otra es desde un punto de vista meramente financiero-económico, en donde los recursos son explotados en el momento en que paguen mayor utilidad. En particular, Hotelling pone en discusión la preocupación de las consecuencias para futuras generaciones de la explotación, a pesar de ello. Establece que los recursos naturales, "son muy baratos para el bien de futuras generaciones, que están siendo egoístamente explotados a una tasa muy rápida", (Hotelling, 1931).

Análogamente, Hotelling afirma que la teoría económica basada en equilibrio estático, es inadecuada para una industria en la cual "el mantenimiento indefinido de una tasa de producción es una imposibilidad física, y consecuentemente, está confinada a declinar", *Ibidem*, por ende, se necesita no solo un enfoque macroeconómico convencional sino uno que considere la totalidad de los recursos y la tasa que es óptima para que se puedan reponer, cuando éstos sean renovables.

Hotelling establece que la tasa de extracción óptima se encuentra cuando la tasa de descuento es igual a la de tasa de variación de los precios, es decir, parte central de su trabajo es establecer si es mejor dejar

⁶Bartowski, Bartosz. "Ecological Economics". *Exploring Economics*. 18 Dec, 2016. Available at: <https://www.exploring-economics.org/en/orientation/ecological-economics/> Accessed, Sep 2018

que los recursos no renovables permanezcan bajo tierra bajo la expectativa de un mejor precio con respecto a un costo de oportunidad, por lo general, basado en un activo como bonos del tesoro, de tal forma que se compara la expectativa de la tasa de interés contra la expectativa de apreciación del recurso no renovable en un lapso de tiempo.

La regla de Hotelling, como llegó a ser conocida, tuvo algunos criticismos por ser simplista y por tomar tan poca información para determinar la tasa de extracción. Otros modelos involucran más variables para determinar dicha tasa. Algunas de las características más relevantes que no toma en cuenta el modelo de Hotelling pero que se sugieren considerar son las siguientes⁷:

- Tipo de recursos (renovables, no renovables).
- Tiempo de reposición cuando este existe(replenishment).
- Precio actual y precio esperado.
- Costos de extracción del mineral.
- Factores geopolíticos.
- Potencial de substituir la fuente energética por una renovable.
- Tasa de descuento.

Posteriormente pero aún dentro del tema de conservación, Garret Harding expresa de forma muy simple este problema en una metáfora denominada Tragedia de los Comunes. La tragedia está expresada en forma de anécdota: Imagine el lector un pastizal abierto para muchos usuarios. Cada pastor tendrá tanto ganado como le sea posible. Cada pastor busca maximizar su propia ganancia y se pregunta, ¿Cuál es la utilidad para mí de adicionar un animal a mi manada? Esta utilidad tiene un lado positivo y uno negativo. En el lado positivo, como cada pastor recibe las ganancias de la venta de un animal adicional, la utilidad positiva es de casi uno. En el lado negativo, como los efectos del sobrepastoreo son compartidos por todos los pastores, la utilidad negativa se comparte y es una fracción de uno. Consecuentemente, como a nivel individual hay una mayor utilidad positiva que una negativa, los pastores preferirán tener más animales. Sin embargo, la tragedia viene cuando cada uno de los pastores llega a la misma conclusión y fomenta la creencia de que es mejor incrementar su manada sin límites en un mundo finito, (Harding, 1968).

Este es un problema que intenta ejemplificar de una forma muy realista como la búsqueda del beneficio propio por parte del grueso de los participantes conlleva al perjuicio de todo el sistema. Sin embargo, esta

⁷Chari,V. Christiano, Lawrence. "The Optimal Extraction of Exhaustible Resources". *The Federal Reserve Bank of Minneapolis*, Economic Policy Papers. Dec 11, 2014. Available at: <https://www.minneapolisfed.org/article/2014/the-optimal-extraction-of-exhaustible-resources> Accessed, Sep 2018

no tiene que ser la única solución catastrófica si de por medio existen derechos de propiedad, regulaciones gubernamentales que limiten la explotación de un recurso, o bien, la existencia de acuerdos comunitarios que limiten la explotación individualista y tiendan a favorecer el beneficio comunitario.

La tragedia de los comunes fue aplicada por Harding a problemas poblacionales, aunque ese debate ya estaba en discusión, ya se había sido abordado previamente, de hecho, se llegó a argumentar que la contribución de Harding al debate poblacional fue minúscula, (Ranganathan, 2016). Sin embargo, el trabajo de Harding es de interés a nuestro estudio pues uno de los aspectos a analizar es qué tanto se puede extraer de un recurso energético de tal forma que no se llegue a una tragedia en donde todos los productores de energía eléctrica están consumiendo combustibles fósiles a la tasa que ellos consideran óptima a nivel personal, y sin embargo, estos productores estarán acabando con las fuentes de energía no renovables del país.

Posteriormente entra en escena Elinor Ostrom con un trabajo que es una respuesta y complementa los vacíos dejados por Harding, adiciona modelos de teoría de juegos como el dilema del prisionero y también adiciona el modelo de Olson para cooperativismo. Uno de los primeros vacíos que comienza a rellenar es que el modelo de Harding se suele estructurar en un contexto de Dilema del Prisionero, así que ella plantea juegos complementarios para plantear la discusión en donde agentes institucionales puedan llevar a un mejor resultado del juego para todos los participantes⁸.

Primeramente, Ostrom asume que existe una serie de recursos disponibles para todos, y uno de los objetivos principales es entender qué pasa cuando varios agentes intentan alcanzar beneficios comunes bajo una óptica de la tragedia de los comunes, la lógica de la acción colectiva y teoría de juegos. Ostrom encuentra que con la finalidad de que los agentes no acaben con sus recursos viendo por su propio beneficio, debe de existir alguna clase de administrador central quien regule qué tanto consume cada agente. Sin embargo, para la autora, tanto la privatización como la regulación estatal no son reguladores convincentes. Lo anterior se debe a que cualquier forma de monitoreo está basada en los usuarios mismos, y puede estar sesgada en favor de alguna de las partes. Consecuentemente, favorece la creación de reglas de comportamiento que después de un largo estudio empírico, concluye que es la solución más efectiva pues el problema es de diseño. Los principios de diseño más relevantes a los que llega son los siguientes, (Ostrom, 1990):

- Límites / fronteras claramente definidas. Los agentes deben de tener claro que recursos les pertenecen y cuales no para que ellos mismos los administren.
- Reglas claras de asignación de mano de obra, tecnología y en general, recursos para la explotación.

⁸Grant, Wyn. "Elinor Ostrom's Work on Governing the Commons: An Appreciation". *London School of Economics*. June 17, 2012.

Available at: <https://blogs.lse.ac.uk/lsereviewofbooks/2012/06/17/elinor-ostroms-work-on-governing-the-commons-an-appreciation/> Accessed, Sept 2018

- Acuerdos de elección colectiva: Los agentes tienen voz y voto en la modificación de los acuerdos.
- Monitores: Debe de haber un órgano encargado de revisar que los acuerdos sean cumplidos.
- Sanciones: Debe de haber consecuencias para aquellos que no respeten los acuerdos y las consecuencias deben de ser más grandes que los beneficios potenciales de no respetarlos.
- Mecanismos de resolución de conflictos: Debe de haber mecanismos o cortes de rápida resolución con la finalidad de que los agentes crean en el sistema legal.
- La autoridad de los reguladores debe de ser total.

El grueso de estas conclusiones fueron obtenidas a través de la experiencia empírica (*Case Studies*) de Ostrom, principalmente en regiones del sur del planeta. Con lo anterior básicamente complementa las conclusiones de la tragedia de los comunes de Harding, al llegar a la tesis de que es posible, siguiendo los preceptos antes mencionados, llegar a una organización eficiente de tal forma que los recursos compartidos no sean exterminados por el egoísmo individual de los participantes.

El revolucionario trabajo Ostrom fue galardonado con el premio Nobel en el 2009⁹. Sin embargo, no todos los académicos están de acuerdo con las conclusiones alcanzadas. Se ha argumentado que los principios a los que llegó para organizar correctamente una sociedad con recursos compartidos, funcionan bien solo para culturas no individualistas, aquellas para las que se les facilita la cooperación, como las economías del sur. En contraste, sociedades nórdicas más al estilo anglosajón premian primariamente el individualismo y la competitividad. Adicionalmente, ejemplos históricos han mostrado que bajo las mismas hipótesis no se llega al mismo resultado, (Block and Jankovic, 2016). Consecuentemente, estos principios podrían no aplicar bajo ciertas circunstancias, y por ende, las conclusiones alcanzadas podrían no ser tan generales.

Han existido diversos grupos de investigadores que apuestan al cambio tecnológico como medio que subsanará la escasez futura de la misma forma en que avances tecnológicos han logrado retardar la catástrofe maltusiana en términos alimenticios, por lo que esta corriente suele enfatizar el uso de la tecnología en el incremento de la productividad. Un grupo particularmente famoso fue el denominado Factor 4, basado en el libro *The Limits to Growth*, el cual también fue presentado para el Club de Roma. Su proyecto clave que lleva el mismo nombre, ha sido criticado de fatalista, pues afirma que el crecimiento de la civilización alcanzaría su límite en un futuro próximo, (Meadows et al., 1972). Posteriormente, los argumentos de este movimiento fueron reformulados y actualizados. La aportación principal de este nuevo proyecto es que el desarrollo sustentable puede ser obtenido cuadruplicando la productividad de los recursos junto con la duplicación de la

⁹NobelPrize. "Elionor Ostrom". *The Nobel Prize*. 2009
Available at <https://www.nobelprize.org/prizes/economic-sciences/2009/ostrom/facts/> Accessed: Sept 2018

riqueza y la reducción a la mitad del consumo, todo basado en el avance tecnológico, (Weizsacker et al., 1998).

Aún así, este grupo pareció no tener el impacto que se esperaba, sino hasta recientemente que otros investigadores han reivindicado algunas de sus hipótesis y actualizado sus datos llegando a conclusiones similares. En particular, se creó una evolución del grupo Factor 4 en otro llamado Factor 10. Este nuevo grupo establece que en un espacio de tiempo no mayor a 50 años se debe de alcanzar un decremento del uso de materiales y energía en un factor de 10, es decir, una reducción del uso de los recursos en 90%. La reducción tan drástica que propone el grupo se debe a que según sus datos, las naciones desarrolladas tienen solamente el 20% de la población de la tierra pero consumen el 80% de los recursos mundiales. Para lograr el objetivo, el grupo estipula que se requerirán nuevos hábitos así como nuevos avances tecnológicos¹⁰.

De momento, regresaremos en el tiempo para presentar una de las visiones más fascinantes en esta área por parte de Nicholas Georgescu, quien introduce una óptica revolucionaria al tema de la finitud de los recursos naturales.

2.3.2.1 Termodinámica y Economía

El argumento respecto a la imposibilidad de tener un crecimiento económico sostenido comenzó una argumentación sólida con Georgescu Roegen, quien postula que el proceso económico es termodinámico por naturaleza y por consiguiente, una economía, sin importar lo amigable que sea con el ambiente, no puede producir infinitamente pues los recursos naturales siguen un ciclo termodinámico y eventualmente no habrá materia disponible que sirva como insumo, (Georgescu-Roegen, 1971). Para abordar este tema, primeramente se mencionarán algunos conceptos así como las primeras dos leyes de la termodinámica.

Primeramente es necesario hacer hincapié en la distinción mencionada por (Kummel, 2007), quien asevera que la energía es constante pero esta se separa en Exergía y Anergía. La exergía es la energía alcanzable y utilizable, es de hecho, a lo que comúnmente la gente se refiere cuando habla de energía, ya que esta puede ser convertida en trabajo. Asimismo, la anergía es la parte inútil de la energía. De acuerdo con (Ayres et al., 2010), los contenedores de energía primaria, como combustibles fósiles, nucleares, energía solar son prácticamente exergía, de donde, cuando se genera calor, particularmente cuando se genera trabajo (como el rotar una turbina), la exergía se convierte en anergía.

La **Primera Ley de la Termodinámica** postula que la energía es una cantidad que se conserva en un sistema cerrado (entendiendo como el universo al único sistema verdaderamente cerrado), es decir, la energía

¹⁰GDRC. "Factor 10". *Global Development Research Center*. Date Unavailable. Available at:<https://www.gdrc.org/sustdev/concepts/11-f10.html> Accessed, Mar 2020.

permanece constante.

La **Segunda Ley de la Termodinámica** postula que la energía se degrada continuamente. En este contexto es que se define la entropía como un índice de la energía disponible respecto a la temperatura absoluta del sistema aislado, de tal forma que, como la energía se degrada continuamente, es una consecuencia inmediata que la entropía crezca continuamente.

$$Entropía = \frac{Energía\ No\ Disponible}{Temperatura} \quad (2.3.1)$$

De donde, en términos simples Georgescu formula la primera ley como "la energía del universo es constante" y, por otro lado, parafraseando la segunda ley de la termodinámica se establece que "la entropía del universo tiende a su máximo". Asimismo, Georgescu, hace más específica la formulación al incluir el tiempo. Sean t_1 y t_2 dos momentos del tiempo con t_1 ocurriendo antes que t_2 . Sea E_i la entropía en el momento i . Se tiene entonces que, $E_1 < E_2$.

En adición, Georgescu introduce la idea referente a que los principios de termodinámica podrían aplicar a la materia, interpretada en un ambiente macroscópico, específicamente Georgescu establece que "la materia también existe en dos estados, disponible y no disponible, y de la misma forma que la energía, se degrada continua e irrevocablemente", (Georgescu-Roegen, 1986). De donde, el autor concluye que de la misma forma en como el trabajo no puede ser continuo sin ser alimentado continuamente con energía no disponible (el cual también necesita materia disponible) tanto la energía como la materia se degradan a estados no disponibles, lo cual, según Georgescu, es la raíz de la escasez.

Georgescu asevera que existe la creencia no fundamentada respecto a la cual, el avance tecnológico superará cualquier problema de escasez, solo es cuestión de tiempo que la tecnología supere las barreras necesarias, de tal forma que, teniendo el crecimiento económico como objetivo principal de la política económica, se podrá lograr un crecimiento de forma continua. Sin embargo, el autor afirma que esto no necesariamente es cierto, pues por el argumento de termodinámica, la materia al igual que la energía se degrada a estados no alcanzables, y por ende, no hay tecnología que pueda cambiar esto, (Georgescu-Roegen, 1986).

Más formalmente, la segunda ley de la termodinámica establece que para un sistema no en equilibrio con un volumen arbitrario V y una superficie arbitraria Σ , la ecuación de balance de entropía es la siguiente:

$$\frac{dS}{dt} = - \int_{\Sigma} J_S(\vec{r}, t) d\vec{\Sigma} + \int_V \sigma_S(\vec{r}, t) dV \quad (2.3.2)$$

Así, conforme pasa el tiempo, la entropía S cambia de acuerdo a la cantidad transportada por unidad de

tiempo a través de la superficie multiplicado por la densidad $J_S(\vec{r}, t)$ más la entropía producida por unidad de tiempo en el volumen por el término fuente $\sigma_S(\vec{r}, t)$. Para procesos irreversibles, la segunda integral es positiva, el cambio de entropía en el tiempo es positivo y por ello, la entropía se incrementa en V .

Por otro lado, un proceso industrial requiere de capital, trabajo y de energía para hacer funcionar la maquinaria necesaria para el proceso productivo pero no sin antes dejar un residuo, la anergia. El proceso de transformación genera emisiones las cuales cambian la composición de la biósfera, por lo que son concebidas como contaminación. Los efectos de la contaminación pueden comenzar a ser peligrosos sin importar si son antropogéneos o no, es decir, en el pasado emisiones altas de gases de efecto invernadero (CO_2, NO_X, SO_X) causaron cambios climáticos importantes. Dado lo anterior, todos los procesos industriales tienen asociada generación de entropía, (Georgescu-Roegen, 1971).

El aumento de la entropía siempre ha existido, lo importante en este contexto es que es solo en épocas recientes, desde la revolución industrial y particularmente las últimas décadas en que se ha agudizado la producción industrial y por ende, la acumulación de residuos, como CO_2 en adición al resto de los gases de efecto invernadero, de donde, la entropía ha aumentado más que en épocas pasadas, (Kummel, 1989).

De aquí surge la importancia de no asumir en los modelos económicos una continua e infinita disponibilidad de recursos. Nótese que los postulados de termodinámica hacen imposible que alguna tecnología haga factible el supuesto de recursos ilimitados, consecuentemente, aún los modelos de (Chambers and Jang-Ting, 2009) los cuales tratan de incorporar recursos naturales no serían realistas en este contexto, es decir, dentro del proceso económico el cual degrada los recursos irreversiblemente.

Más aún, de acuerdo con la visión de la finitud de la materia de Georgescu, enfoques mucho más influyentes en la economía como el de (Solow, 1957) tampoco sería factible. Por otro lado, de acuerdo con Georgescu, la contaminación no puede ser en general reconvertida, ni la energía ni la materia se pueden mejorar pues, por entropía, estas siempre se están degradando.

Adicionalmente, Georgescu afirma que uno de los argumentos prevalentes en el razonamiento de Solow referente a la sustituibilidad entre recursos naturales (cuando estos se acaben) por capital reproducible, trabajo y otros factores de la producción, no tiene sentido dado que el capital no puede reproducirse sin recursos naturales. En ese sentido, Solow afirma que “el mundo puede sobrevivir sin recursos naturales, de tal forma que, el agotamiento es solo un evento, no una catástrofe”, (Solow, 1974). Finalmente, en lo referente a no incorporar las ideas de termodinámica a los modelos de crecimiento, Georgescu argumenta que Solow comete un error al asumir que el crecimiento económico, aún siendo exponencial, necesariamente beneficiará a los

más pobres, “el destino de los pobres puede ser mejorado solo si los ricos se vuelven más ricos”, (Solow, 1973).

Más aún, las elevadas tasas de crecimiento de varios países se debieron en gran parte a la presencia de recursos naturales de fácil acceso que hubo en el pasado, como petróleo ligero cerca de la superficie; sin embargo, muchos de esos recursos ya se han agotado y por entropía (y por sentido común), no se pueden renovar. Consecuentemente, se debe de considerar que las tasas de crecimiento vistas en el pasado serán difíciles de repetir ante la escasez actual y futura de estos recursos, (Georgescu-Roegen, 1986). En la óptica de Georgescu, no puede haber una corriente teórica la cual asuma que en el futuro la tecnología resolverá los problemas de energía barata y contaminación, toda solución debe de estar basada en lo que se conoce actualmente, por ende, los modelos de crecimiento no deben asumir la posibilidad de crecimiento desmedido suponiendo siempre la existencia de recursos naturales o bien que el avance tecnológico nos sacará de los apuros.

Como las energías no renovables son más difíciles de obtener mientras más se usan, su precio aumenta al disminuir su disponibilidad y eso puede afectar directamente otros aspectos económicos, como la desigualdad. Si esto no cambia, la producción industrial *per capita* comenzará a caer. Adicionalmente, mientras se incrementan los residuos de los combustibles fósiles, el efecto climatológico aumentará al calentarse la atmósfera; sin mencionar que mientras los materiales están menos disponibles, la producción industrial podría estar comprometida.

El trabajo de Georgescu fue revolucionario y un catalizador del cambio en el paradigma teórico. Sin embargo, no estuvo exento de criticismos algunos de los cuales se presentan a continuación.

2.3.2.2 Críticas a la Visión de Georgescu.

El primer argumento que fue criticado es referente a la aplicación de la segunda ley de la termodinámica a la materia. La tesis versa que esta ley podría aplicar a nivel microscópico pero no necesariamente a nivel macroscópico, de donde, el argumento respecto al cual, la escasez material sea consecuencia de la degradación continua de la materia hasta alcanzar estados no alcanzables, podría no estar completo de acuerdo con (Khalil, 1990), (Khalil, 1991).

El segundo argumento, se refiere a una afirmación que hizo el autor respecto a los paneles solares, (Georgescu-Roegen, 1986) postula que esta tecnología no es la solución al sueño de la energía eterna o Prometéa, pues los paneles solares no pueden ser construidos utilizando menos energía de la que estos capturan. El contraargumento que en su momento se presentó no niega la afirmación de Georgescu respecto a que él estipula que los paneles fotovoltaicos no son la fuente prometéa de energía. Lo que se argumenta es

respecto a la eficiencia de la tecnología necesaria para la construcción de los paneles y acerca de la posibilidad de construirlos con menos energía de la que estos generarán a lo largo de su vida útil. La eficiencia de los paneles solares ha ido en aumento y este incremento ha sido más pronunciado en épocas recientes, la eficiencia en 1960 era de 14%, en tanto al 2020 la más alta eficiencia que se ha alcanzado en laboratorio es de 29.8%, apenas por debajo del límite teórico de 31% aunque a un nivel más empírico la eficiencia ronda el 18%¹¹. Más aún, la energía necesaria para producir un panel, es ahora menor que la energía que recupera, en parte esto se debe a los cada vez más eficientes métodos de producción y de extracción de los minerales necesarios para su elaboración.

La anterior afirmación se hace sin negar que la producción de paneles sigue siendo intensiva en el consumo de materia y energía. Sin embargo, a pesar de ello, la conclusión no se altera, con la eficiencia actual de los paneles y los métodos de extracción y producción, los paneles pueden capturar más energía de la que se necesita para su construcción, (Dai-Pra et al., 2015), (Dale and Benson, 2013). Pero incluso trabajos previos sitúan el *payback*, que es el tiempo que necesitaría funcionar el panel para recuperar la energía que se invirtió en construirlo entre 3.5 a 6 años para un módulo con alta pureza de silicio (14.5%), la cual es sustancialmente menor a la que se tiene hoy en día, y la durabilidad de los paneles es bastante más alta (Fthenakis et al., 2007). Por otro lado, es menester recordar que Georgescu hizo esta afirmación con la información que él tenía disponible en 1986, así que es justo afirmar que Georgescu conjeturó lo mejor que le fue posible con los datos que poseía, es decir, no se afirma aquí que su razonamiento sea erróneo, sino que con la información disponible en aquel momento, habría sido difícil aseverar algo distinto.

2.3.2.3 Crecimiento Económico y sus Límites.

En este apartado se plantea la posibilidad de si la disponibilidad eléctrica causa crecimiento económico. La discusión se centra en que aún cuando esto fuese posible, es menester preguntarse ¿qué tanto puede crecer una economía? ¿habrá algún límite? Una parte importante de la teoría neoclásica no toma en consideración la posibilidad de que los recursos sean finitos, como ya se mencionó. Por otro lado, (Ayres et al., 2010) están a favor de que el crecimiento económico sostenido no es factible dado que los recursos naturales son limitados, pero su argumento va más allá, pues junto con (Georgescu-Roegen, 1971), están de acuerdo en que la segunda ley de la termodinámica aplica no solo para la energía, sino para la materia. Al respecto, (Earp and Romeiro, 2015) formalizan la idea de crecimiento económico limitado y el argumento parte definiendo la antropósfera como la región cuyo estado actual y cuya dinámica tienen el mismo orden de magnitud que el proceso económico, y por ello, está sujeto a cambio inducido por los humanos. Adicionalmente, hacen la distinción entre dos partes dentro de la antropósfera, la ecósfera y la esfera abiótica. La ecósfera se entiende

¹¹Energy Sage, "How Solar Panel Cost and Efficiency have Changed Over Time". *Energy Sage* Published January 4, 2019. Available at: <https://news.energysage.com/solar-panel-efficiency-cost-over-time/> Accessed, May 2019.

como el espacio donde existe la vida; la esfera abiótica es aquella parte exógena a la ecósfera. Con estos conceptos, los autores plantean el siguiente teorema:

Teorema del Crecimiento Limitado:

- El crecimiento en la escala de masa-energía del proceso económico al tiempo $t + 1$ está restringido por el acervo total de los servicios del ecosistema al tiempo t .
- Cualquier trayectoria de crecimiento responsable, medida en el tiempo t_0 debe predecir en un intervalo de tiempo finito y posiblemente pequeño $t_1 - t_0$, contribuciones negativas a cualquier tipo de emisiones de desperdicios de alta entropía proveniente de fuentes externas de baja entropía hacia la ecósfera.

La consecuencia inmediata de esta aseveración es que la única tasa de crecimiento responsable es aquella de crecimiento cero. Esta aseveración es importante y contradice la extensión del modelo de (Baumol, 1986), prueba que existen trayectorias factibles de consumo de recursos de tal forma que el acervo efectivo de recursos naturales permanece constante o incluso crece a lo largo de intervalos de tiempo grandes, y de esta aseveración se desprende el que el agotamiento de recursos naturales se puede posponer en tanto exista innovación tecnológica. Sin embargo, por el Teorema del Crecimiento Limitado se tiene que, dado que en términos de termodinámica el proceso de producción de entropía es irreversible, entonces no puede haber innovación tecnológica que pueda convertir la anergía en exergía.

En este contexto, el ciclo económico que se describe en la Figura 2.1, la economía produce desechos y una parte de estos puede ser reciclada utilizando una cantidad de energía en el proceso. Esta cantidad de recursos naturales reciclada junto con posiblemente alguna cantidad de recursos nuevos se vuelven a unir al proceso productivo el cual genera desechos. Todo proceso circular que pueda reciclar queda dentro de la antropósfera, en tanto que la parte que no se puede reciclar, cae en la ecósfera. Lo anterior lleva a la siguiente afirmación:

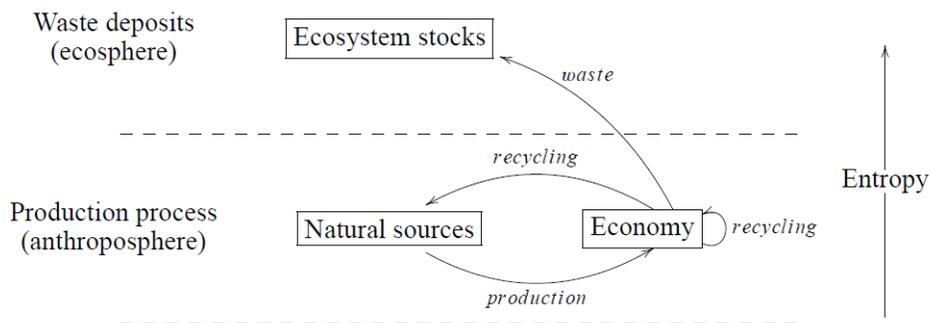


Figure 2.1: Materia - Energía
Fuente: Environmental Justice Organizations, Liabilities and Trade

Proposición: Para cada incremento en la escala masa-energía del proceso económico al tiempo t , siempre existirá un decremento del acervo de algún ecosistema, proporcional al menos al incremento en el tiempo $t+1$

A lo anterior, (Fix, 2015) concuerda en la finitud de los recursos naturales, particularmente en la finitud de los combustibles fósiles. El autor va un paso adelante al criticar el que la teoría económica neoclásica por un lado no incluya a la energía como uno de sus insumos, y por otro lado, el que esta teoría implícitamente asuma que siempre va a haber los recursos naturales para solventar un crecimiento económico perpetuo. El crecimiento económico en el cuerpo de estudio neoclásico asume que de existir las condiciones necesarias, el sistema económico podría crecer indefinidamente, como se puede apreciar en la siguiente figura. Una implicación es que como la población constantemente crece, se tiene un crecimiento económico exponencial, en tanto que la disponibilidad de recursos energéticos pronto alcanzará su pico, y comenzará a decaer.

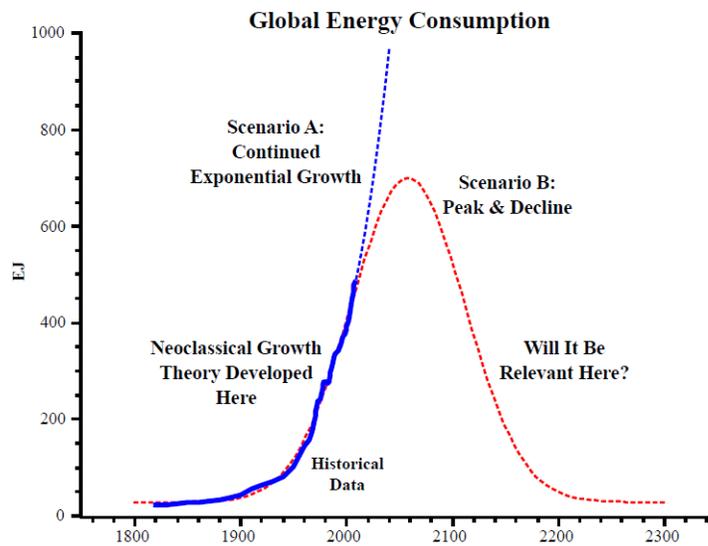


Figure 2.2: Consumo Global de Energía
Fuente: (Fix, 2015)

Todo sistema complejo fuera de equilibrio debe de tener un flujo tanto de energía como de materia si es que se desea que el sistema permanezca funcionando e incluso creciendo, como es el caso de un sistema económico, y esta expansión ha de estar basada en un acervo finito de recursos, pero ¿qué papel juega la tecnología aquí? La tecnología en parte, hace posible la explotación de otros recursos naturales, en el proceso, la tecnología utiliza energía pero es repuesta por la energía que encuentra. Este ciclo de auto-alimentación se puede representar por las ecuaciones de Lotka-Volterra. Sean R el acervo de recursos, T el acervo de infraestructura tecnológica, k_1 la eficiencia de extracción, k_2 la eficiencia del proceso de transformación y k_3 es la tasa que determina el decaimiento entrópico.

La tasa a la que se consumen los recursos R , la cual también es la tasa de crecimiento biofísico, es proporcional al acervo de recursos, de tecnología y de la eficiencia. Esta ecuación la podríamos nombrar

Extracción.

$$\dot{R} = -k_1TR \quad (2.3.3)$$

Por otro lado, la tasa de transformación de los recursos en tecnología depende de los acervos de tecnología y recursos multiplicados por la tasa a la cual se pueden convertir, pero hay que considerar una pérdida no recuperable a la cual se refiere el término termodinámico $-k_3T$.

$$\dot{T} = k_2TR - k_3T \quad (2.3.4)$$

Lo que el modelo indica es que hay un intercambio entre la tecnología y los recursos, de tal forma que si no hay innovaciones tecnológicas suficientes, hay una sobre-extracción de recursos y viceversa, si hay innovación tecnológica, parte de esos recursos se pueden reciclar.

Como todo proceso económico hace uso de recursos del ecosistema, en particular el de generación eléctrica, entonces bajo estos supuestos, es necesario llegar a un mix energético que tome la menor cantidad de recursos posibles, lo que se puede mapear en que, estamos buscando un mix no solamente de menor costo sino que también sea sustentable.

En este mismo tenor, es que se advierte que es menester cuidar las fuentes de donde se extraen los materiales para la elaboración de los generadores renovables, de lo contrario, se podría incurrir en devastación de recursos no renovables, como el litio, o bien en la emisión de otros contaminantes en el proceso de extracción y procesamiento de hierro, níquel etc. Antes que otra idea surja, se quiere hacer énfasis en que es total y absolutamente posible y viable económicamente el hacer una extracción de minerales eficiente y poco contaminante, asimismo, es igualmente factible reciclar algunos de los materiales con los que se elaboraron los generadores renovables que ya han de ser decomisionados.

Particularmente, (Dominish and Teske, 2019) encuentran que fomentar el reciclaje y la extracción responsable son de capital importancia. Muchos de los materiales que atañen a la economía verde como cobalto, plata, litio, cobre no han sido tan explotados como se serán si la economía transita hacia energías renovables y autos eléctricos, consecuentemente, para reducir el impacto de devastación de recursos naturales, se debe de considerar la posibilidad de reciclar tantos recursos como sea posible, con la finalidad de reducir la demanda primaria. El manejo responsable de las actividades de minería es otra de las actividades esenciales para el advenimiento de una economía que realmente sea verde. De no tomarse tales precauciones se puede tener contaminación por metales pesados de mantos acuíferos y de áreas cultivables, sin mencionar el impacto que puede tener tales actividades en la salud de los habitantes de zonas contiguas o bien cercanas a ríos

donde vierten residuos. La demanda de metales asumiendo una inclusión del 100% de renovables así como de transporte eléctrico podría implicar el agotamiento de las reservas de cobalto, litio y níquel, así como agotar el 50% de las reservas de *indium*, *tellurium*, plata. Es claro que una transición a un sistema energético de tales características no es sostenible, por lo que se enfatiza la necesidad de reciclaje.

2.3.3 Mapeo

El enfoque que adoptará este trabajo es aquel de la Economía Ecológica en tanto es una preocupación tanto la escasez de los combustibles para la generación eléctrica como el cuidado al ambiente con respecto a las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, se utilizarán técnicas que son propias de la Economía Ambiental como optimización o la determinación de la estructura de mercado mediante argumentos microeconómicos. se utilizarán técnicas que son propias de la Economía Ambiental como optimización o la determinación de la estructura de mercado mediante argumentos microeconómicos.

2.4 Importancia Económica de la Energía como Potencial Factor de la Producción

En épocas recientes, la energía ha cobrado un papel fundamental en el quehacer de la política económica de los países. La razón es bastante simple, el que exista abundante disponibilidad de ésta a precios accesibles puede hacer la diferencia en que los productos de esa economía sean competitivos ante productos del mercado global, pues al menos uno de los insumos de producción, la energía, se estaría dando a los productores locales a precios competitivos.

De acuerdo con (Ayres and Warr, 2003), la importancia de la energía en la vida económica ha sido en muchas ocasiones minusvalorada por la teoría económica. En particular por la teoría neoclásica que en su formulación de la función de producción intenta explicar el producto utilizando únicamente el capital y el trabajo como factores de la producción (sin incluir la energía), aunque posteriores formulaciones incluyeron el progreso técnico. Sin embargo, la importancia de la energía como factor de la producción podría haber sido subestimada pues los autores indican que en ocasiones el llamado *Residuo de Solow* es de cerca del 50%, medido por el coeficiente de ajuste R^2 , de donde, la energía, en vez de ser un residuo marginal, podría constituir una parte enorme de la variabilidad que no es explicada por los factores de la producción convencionales, capital y trabajo¹². Dada la problemática anterior, surge una serie de propuestas de funciones de producción que no ignoran este faltante, se les denomina LINEX y KLEM (Capital, Labor, Energy, Materials), (Kummel et al., 2002).

¹²pueden existir otros factores que pueden ayudar a explicar el residuo de Solow, aquí solo se sugiere que uno de esos factores es la energía

De acuerdo con (Ayres et al., 2013), muchas recesiones o bien shocks a la economía, han tenido que ver con variaciones en los mercados energéticos. Algunos de estos shocks han sido la crisis del petróleo en 1973-74 donde la OPEP restringió la oferta en parte, como represalia al apoyo occidental a Israel durante la guerra del Yom Kippur; el precio pasó de USD\$10 en 1973, a USD\$30 en 1975. Posteriormente, hubo un segundo evento de este estilo, en 1979 durante la revolución Iraní de 1979-80 donde el precio se ubicó arriba de los USD \$55 en 1979, el conflicto empeoró al poco tiempo cuando comenzó la guerra entre Irán e Irak en 1980.¹³.

Ante una crisis de este estilo, en donde el precio es varias veces superior a lo que fue previamente al shock, los países redujeron su consumo energético, comenzaron a buscar alternativas energéticas y comenzaron a incrementar el gasto en investigación y desarrollo en este tópico. En principio, esto dio resultado y el impacto de la segunda crisis del petróleo no afectó tanto como el primero. Sin embargo, como el petróleo se volvió un elemento abundante después de estos acontecimientos, las políticas de conservación provenientes de la crisis como la reducción en el consumo de energéticos y la búsqueda de alternativas quedaron ampliamente relegadas, (Kummel et al., 2002).

Más recientemente, en la década actual, Arabia Saudí junto con otros productores incrementaron la producción petrolera con la finalidad de reducir el precio; el fin último era sacar del mercado a las nuevas empresas de *Fracking* en Estados Unidos así como afectar los ingresos de Irán, su rival directo, e indirectamente de Rusia. De lo anterior se sugiere que, dada la volatilidad del precio de los energéticos y su impacto en la economía mundial, la energía no puede dejarse fuera de consideración del análisis económico, en particular, no se debería dejar fuera de las funciones de producción. Asimismo, dada la volatilidad del energético, la cual, en parte viene dada por el hecho de que su precio se utiliza como una variable para influir en los intereses de ciertas economías, no se debe de basar una estrategia de crecimiento o desarrollo económico solamente en el ingreso petrolero el cual es muy volátil.

Por otro lado, (Ayres et al., 2013) establecen que del crecimiento económico de largo plazo esta limitado a la disponibilidad energética, y como actualmente, el grueso de la energía que consumimos depende de combustibles fósiles, es entonces que los autores argumentan, no puede haber crecimiento económico eterno, esto sin mencionar que tampoco hay recursos naturales eternos. Por otro lado, tampoco hay garantía de que algún avance tecnológico vaya a salvar a la economía del agotamiento energético. Adicionalmente, los yacimientos petroleros son cada vez más difíciles de alcanzar ya que, los primeros en terminarse son los de fácil acceso pues estos solían estar cerca de la superficie o en regiones de fácil acceso, de donde, solo

¹³Kettell, Steven. "Oil Crisis". Encyclopedia Britannica. Date Unavailable
Available at:<https://www.britannica.com/topic/oil-crisis>, Accessed, Aug 2019

quedan disponibles los recursos de mayor dificultad de extracción, y que además son financieramente menos redituables que los anteriores¹⁴.

Una parte importante del crudo remanente se encuentra en aguas someras o profundas, lo cual hace más costosa la extracción y por ende, el mayor consumo de recursos petrolíferos podría desplazar (*crowd-out*) otras actividades dado lo costosas que son. El argumento anterior tiene algunos de puntos débiles, para comenzar, si bien es cierto que los grandes yacimientos de fácil extracción comienzan a agotarse, también es cierto que algunos países con grandes reservas han buscado inundar el mercado con petróleo barato, como ya se dijo, para sacar a sus competidores del mercado así como para desincentivar otras opciones energéticas. Esta estrategia ha tenido un éxito parcial, sin embargo, lo que sí ha logrado es que las predicciones de precio alto por un creciente costo de extracción petrolera todavía no se materialicen, aunque posiblemente solo sea cuestión de tiempo para que ocurran.

En términos más prácticos y con la finalidad de revisar en la literatura la posibilidad de que la disponibilidad energética conlleve crecimiento económico, la gama de estudios sobre el tema es muy amplia. Para comenzar, propone revisar cuatro hipótesis, la primera es denominada *feedback* y asume una de crecimiento a consumo y de consumo a crecimiento. La segunda se denomina *growth*, aquí la causalidad va de consumo energético a crecimiento económico. En tercer lugar se encuentra la hipótesis *conservation* en la cual, la dirección es de crecimiento económico a consumo de energía y por último, se encuentra la hipótesis *neutrality*, en donde no hay causalidad en alguna dirección. A continuación se presenta el resumen de los resultados para posteriormente presentar algunos detalles adicionales:

A = US, Taiwan, Japón, Corea, India, Pakistán, Turquía, Canadá, Francia, Hong Kong, Irán, Malasia, Túnez, Grecia, Rusia, Líbano y China.

B = Pakistán, G7, India, Grecia, Taiwan, Italia, China, Corea, Suecia, Turquía.

Autor	Lugar	Feedback	Neutrality	Conservation	Growth
(Omri, 2014)	A	27%	21%	23%	29%
(Jakovak, 2018)	B	43%	8%	23%	26%
(Kostyannikova, 2012)	OCDE			Conservation as group	
(Kumar, 2008)	OCDE		60% (México)	20%	20%
(Gómez, 2015)	México			✓	
(Pegou, 2015)	México	✓			
Propia, 2018	México				✓

Table 2.1: Direccionalidad por Autor entre Energía y Crecimiento

El primer trabajo es el de (Omri, 2014) quien revisó los casos en Estados Unidos, Taiwan, Japón, Corea,

¹⁴Actualmente se están explorando otras opciones diferentes al petróleo, como por ejemplo, los hidratos de metano

India, Pakistán, Turquía, Canadá, Francia, Hong Kong, Irán, Malasia, Túnez, Grecia, Rusia, Líbano y China. El autor encuentra que para la hipótesis de energía-consumo se satisface de la siguiente forma:

- Feedback 27%.
- Neutrality 21%.
- Conservation 23%.
- Growth 29%.

De donde, la evidencia que presenta el autor no es concluyente, cuando se compara energía como concepto general. Veamos el caso de energía eléctrica-crecimiento:

- Feedback 33%.
- Growth 40%.
- Conservation 27%.

En este caso, la evidencia tendería a inclinarse a que el consumo de electricidad causa crecimiento económico, o bien, que dado la economía esta consumiendo mucha electricidad, gracias a la amplia actividad industrial, de servicios etc, que hay detrás, entonces hay crecimiento económico.

Un caso muy interesante es el de la relación consumo de energía nuclear aislado contra crecimiento económico. Para este escenario el autor encuentra los siguientes resultados,

- Neutrality 60%
- Growth 40%

Ciertamente lo que se puede decir es que no es concluyente que el consumo de energía nuclear cause crecimiento, en tanto que, para una cantidad importante de trabajos sí lo hubo; la causa podría deberse a que la energía nuclear es carga base, y no suele ser costosa, sin mencionar que el abastecimiento es constante, por ende, el consumo de energía relativamente barata podría relacionarse con crecimiento.

Por último, la hipótesis de consumo de energía proveniente de fuentes renovables contra crecimiento económico nos da los siguientes resultados:

- Neutrality 40%.
- Growth 20%.
- Conservation 40%.

La evidencia esta dividida, y apunta a que en el mejor de los casos o es neutra, o el que el país crezca trae la implementación de tecnologías renovables, no al revés.

Por su parte, (Jakovac, 2018) realiza un estudio similar en tanto busca evidencia de los mismos cuatro tipos de causalidades mencionados anteriormente. Se incluye en el estudio a Estados Unidos, Pakistán, G7, India, Grecia, Taiwan, Italia, China, Corea, Suecia, y Turquía. El autor encuentra que, el 23% de los resultados soporta la hipótesis *conservation*, el 26% soporta la hipótesis *growth*, el 43% soporta la hipótesis *feedback* y el resto soporta la hipótesis *neutrality*. En este trabajo, el grueso de la evidencia sí apunta a que el consumo de energía causa crecimiento económico. Por otro lado, para el 49% de los casos, la direccionalidad no concordó.

Adicionalmente, (Kostyannikova, 2012) hace un análisis ambiental en el cual estima la importancia de la energía en el crecimiento para países de la OCDE. Se estima que el uso de la energía crecerá al menos 80% para el 2050 mientras que actualmente, el grueso de la generación (85%) se hace mediante combustibles fósiles. Para el caso de Canadá, Alemania, México, Noruega, Turquía y los Estados Unidos, la relación encontrada es inversa, es decir, el crecimiento económico Granger-Causa consumo eléctrico. Adicionalmente, la autora menciona que, aún cuando la disponibilidad energética y la relación entre esta y el crecimiento económico exista, para el año 2050 habrá problemas en el abastecimiento de recursos básicos, como los combustibles, de donde, la significancia de la relación estadística se pondría en duda.

En otro trabajo referente a los países de la OCDE, (Kumar-Narayan and Prasad, 2008) encuentran que utilizando prueba de causalidad de Granger para datos del periodo 1970-2002 hay una causalidad de consumo eléctrico a crecimiento económico para Australia, Islandia, Italia, República Eslovaca, República Checa, y Corea. La otra dirección es significativa para UK, Corea y al 10% para Finlandia, Hungría, Holanda e Islandia. Sin embargo, para Bélgica, Canadá, Dinamarca, Francia, Alemania, Grecia, Irlanda, Japón, Luxemburgo, Nueva Zelanda, Noruega, Polonia, España, Suecia, Suiza, Turquía, México y Estados Unidos, no hay causalidad alguna.

Ya en el caso Latinoamericano, (Barreto-Nieto et al., 2012), utiliza datos del periodo 1980 al 2009, y su análisis es más apegado a estimar relaciones mediante funciones de producción, para lo cual utilizan la Formación Bruta de Capital Fijo así como la Fuerza Laboral como variables en adición al consumo de energía como el PIB Anual. Ellos encuentran una direccionalidad de energía a crecimiento: si la disponibilidad energética se incrementa en 1 %, entonces, el PIB se incrementa en 0.55 % en el largo plazo.

Para el caso Mexicano, (Gómez and Rodríguez, 2015) realizan una prueba de causalidad de Granger para datos 1971 al 2011 encuentran una relación que va de crecimiento económico a consumo energético, aunque

cabe mencionar que los autores no utilizan datos que cubran el periodo de reforma energética en México. En contraste, en un trabajo bastante más elaborado (Pegou-Sibe and Cesaire, 2015) encuentran que hay una relación bidireccional entre crecimiento económico y consumo energético. Su estudio fue mucho más a detalle al determinar la relación desde la fuente de generación, encuentran que la electricidad producida de carbón, hidroeléctricas y plantas nucleares tiene un impacto positivo en el crecimiento económico, mientras que la electricidad producida de gas natural, petróleo, diesel y derivados impactan negativamente de una forma fuerte, posiblemente porque éstos combustibles son más caros.

Como se ha podido apreciar hasta este punto, no toda la literatura llega a conclusiones similares y el debate sigue abierto y con muchas opciones para aportar, los resultados son muy diversos, dependen de la técnica utilizada y del periodo de estudio. Con la finalidad de aportar al debate acerca de causalidad, nosotros implementamos nuestra propia estimación. Para ello utilizamos series trimestrales desde el 2002 hasta el segundo trimestre del 2018 para las series del PIB desestacionalizado real y la generación eléctrica bruta MWh.

El método que se utilizó fue el de Causalidad de Granger, con la finalidad de que los resultados sean comparables con los trabajos antes mencionados, para lo cual, primero debimos revisar que las series fueran integradas del mismo orden. El software que se utilizó para toda la estimación fue Python 3.6, y por fines de reproducibilidad, se incluyó el código en el anexo correspondiente así como las salidas del modelo. Las series están en logaritmo y la prueba de Dickey-Fueller en Nivel. Para la serie de Generación se tiene un P-value de 0.430169. Siendo la hipótesis nula que la serie tiene raíz unitaria, entonces, no se rechaza esta hipótesis al 5%. Para la otra serie, la prueba de Dickey-Fueller arroja un P-value de 0.805646, por lo cual, tampoco se rechaza la hipótesis nula de que existe una raíz unitaria. De lo anterior, se hará la prueba para la serie en diferencias, es decir, revisaremos la posibilidad de que las series sean integradas de orden 1. En primera diferencia, la serie de generación tiene un P-value de 0.00997, de donde se rechaza la hipótesis nula de que la serie tiene raíz unitaria. Por lo tanto, no hay evidencia estadística para rechazar que la serie sea estacionaria de orden 1. Para la serie Generación, el P-value es de 0.000075, de donde, de la misma forma se rechaza la hipótesis nula y de donde, no hay evidencia estadística para rechazar que la serie sea integrada de orden 1. Ahora se realiza la prueba de causalidad de Granger. La primera parte considera la posibilidad de incidencia de la serie PIB en Generación. Más formalmente, en Python, la hipótesis nula es que la serie en la segunda columna de una matriz de dos columnas, no Granger-Causa a la serie en la primer columna.

Cabe mencionar que previamente se debió de haber elegido el rezago ya sea por Máxima verosimilitud, AIC o BIC. En nuestro caso, ese rezago es de 3. Para la prueba de causalidad de Granger, ningún rezago es significativo desde el 1 al 10 para alguna de las pruebas calculadas, de donde, no se rechaza la hipótesis nula de que PIB no causa Generación. Por el otro lado, para la causalidad de Generación a PIB, esta hipótesis

se rechaza para el rezago seleccionado con un P-value de 0.0285, al rechazarse que PIB no Granger-Causa Generación, no se puede rechazar la posibilidad de una causalidad al estilo Granger de Generación a PIB. Vale la pena mencionar que la prueba también fue significativa para rezagos 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9 y 10.

2.4.1 Mapeo

Si bien es cierto que en general no hay un consenso respecto a la dirección de la causalidad, hay aspectos demasiado importantes y rescatables de los trabajos antes mencionados. Para comenzar, el trabajo de (Gómez and Rodríguez, 2015) y (Kumar-Narayan and Prasad, 2008) no toman datos después de haber iniciado la reforma energética, lo que nos hace dudar de los resultados y los dos trabajos que sí lo toman en cuenta, (Pegou-Sibe and Cesaire, 2015) y nuestra estimación, llegamos a conclusiones no necesariamente excluyentes. Pegou llega a *Feedback*, es decir, crecimiento a energía y energía a crecimiento en tanto nuestra estimación no rechaza la hipótesis de energía a crecimiento, es decir, en coincidimos parcialmente con Pegou.

Este hallazgo da mayor relevancia este proyecto, pues el alcance del mismo ahora tiene implicaciones no solo en la matriz eléctrica, sino potencialmente también podría influir macroeconómicamente, aún si es una escala muy reducida, es importante destacar que las conclusiones de este proyecto ya no serán locales.

2.5 Aspectos Ambientales y Cambio Climático

Anteriormente se habló acerca de la importancia del consumo eléctrico y del potencial impacto que este tiene en el PIB. Sin embargo, el tipo de estudios antes mencionado usualmente no toma en cuenta el impacto ambiental ni el impacto que las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) pueden tener. Por ende, la generación eléctrica en particular, no puede dejar de tener un enfoque de cuidado del ambiente y de preservación de los recursos naturales en los futuros planes de Adición y Reemplazo¹⁵, por lo que en la sección empírica de este proyecto se intentará superar el umbral de energías limpias establecido en el INDC que se muestra en esta sección. A continuación se presentan algunos de los temas ambientales de mayor interés para México y para el mundo en cuanto a la potencial reducción de gases de efecto invernadero, mismos que hicieron patente la preocupación por una matriz eléctrica de bajas emisiones de GEI.

De acuerdo con (World Bank Group., 2009), México es uno de los países más vulnerables al cambio climático: 15% de su territorio, 68% de su población y 71% de su economía están expuestos a sus diversas consecuencias. Entre los estados más vulnerables se encuentran Baja California (Norte y Sur), Nuevo, León,

¹⁵se refiere a la preservación de combustibles fósiles como petróleo o gas natural para futuras generaciones o bien, simplemente no explotarlos hasta que exista una tecnología adecuada de captura y almacenamiento de CO₂ que además sea viable en términos económicos.

Veracruz, Jalisco, y CDMX; este riesgo es alto debido principalmente a su localización entre dos océanos, su latitud y topografía. Aún en épocas recientes en las cuales las consecuencias del calentamiento global todavía no han sido tan desastrosas, los eventos climáticos extremos han resultado en pérdidas por encima de los 21.95 millones de pesos entre 2000 y 2012, de acuerdo con el Reporte Stern, (Stern, 2007).

Más alarmante es el hecho de que, conforme el clima continúe tornándose más extremo, los huracanes, tornados, monzones etc. se tornarán cada vez más destructivos alrededor del mundo y estos ocurrirán con mayor frecuencia, consecuentemente, tanto la pérdida de vidas como el daño material se incrementarán con el pasar del tiempo.

Diversos intentos se han realizado con la finalidad de establecer compromisos globales por contener el calentamiento global, posiblemente el más visible de ellos es el realizado en la *Conference of the Parties 21* (COP21) que fue una conferencia Climática llevada a cabo en París en diciembre del 2015. En ella, 195 países (entre ellos México) se comprometieron a limitar sus emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) de tal forma que junto con el compromiso del resto de los países se logre que la temperatura global no se eleve más de 2 grados Centígrados. Al respecto, México presentó su plan de aportaciones denominado *Intended Nationally Determined Contribution* (INDC), (Secretaría de Energía, 2014a).

Los compromisos ambientales del INDC para México se separan en Condicional e Incondicional. En la parte Incondicional, México está comprometido a reducir 25% las emisiones de gases de efecto invernadero, contaminantes de vida corta, y una reducción del 51% del uso de carbón negro para el año 2030. En la parte condicional, existe un compromiso de reducir hasta en 40% la cantidad de gases de efecto invernadero condicionado a un acuerdo global para el año 2030. Por su parte, la reducción de uso de carbón negro podría ser hasta del 70%.

Adicionalmente, con la finalidad de asegurar la implementación de los objetivos ambientales, México creó la Ley General de Cambio Climático, (Secretaría de Energía, 2018a), con la cual se respalda y hace cumplir la moción de París. Esta ley contempla un objetivo indicativo de reducir las emisiones respecto del nivel base a un 30% en el año 2020 y esta reducción debe llegar al 50% de las emisiones para el año 2050. En principio, esta legislación tiene que ser acatada a pesar de que Estados Unidos con administración del presidente Trump haya declarado su salida de los compromisos ambientales

México debe reducir las emisiones de contaminantes tanto por los convenios internacionales que ha firmado como para evitar daños a la nación. Por otro lado, afronta un crecimiento poblacional pronosticado del 9% al 2030 con respecto a la población del 2015, así como un crecimiento económico de alrededor del 2%

anual, lo cual implica una mayor demanda de energía, en particular, de electricidad, ¿cómo podrá México satisfacer los compromisos ambientales de la forma menos costosa, que aporte tanta seguridad energética como sea posible al país, y cumpla los compromisos ambientales?

Por otro lado, de acuerdo con el último inventario de emisiones mostrado en la Figura 2.3, las emisiones correspondientes a la industria energética constituyen cerca del 70% de las emisiones de CO₂ al año 2015¹⁶, de las cuales, poco menos del 25% de las emisiones pertenecen a la generación eléctrica, de donde, a pesar de no constituir la mayor parte de las emisiones, este sector tiene una la responsabilidad importante en cuanto a la tarea de mitigación de emisiones de gases de efecto invernadero, (Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2018).

Sector	Emisiones (Mt CO ₂ e)	Incertidumbre %
Energía	481	2.26
Ganado	71	4.78
Procesos industriales y uso de productos	54	13.32
Residuos	46	101.48
Fuentes agregadas y fuentes de emisión no CO ₂ de la tierra	31	63.19
Total (sin tierra)	683	7.68
Tierra	-148	19.46
Total (con tierra)	535	11.19

Figure 2.3: Emisiones 2015 de GEI por sector.

Fuente: Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 2015

Por otro lado, la labor de diversificar apropiadamente el mix-energético para cumplir las metas del INDC y de la Ley de Cambio Climático se ha complicado notablemente en la administración presidencial que ha comenzado en el 2018, esto se debe a que entre las promesas de campaña presidenciales se encontraba el rehabilitar plantas viejas de carbón y combustóleo propiedad de la CFE con la finalidad de que la empresa gane mercado y tenga mayores ingresos, para lo cual se ha gastado cerca de 10,416 millones de pesos para la restauración de estas centrales, en tanto se gastará menos del 20% de esa cantidad en centrales geotérmicas e hidroeléctricas¹⁷. Lo anterior sin mencionar que la CFE podría comprar 360,000 toneladas de carbón para sus plantas del norte de México.

Recuérdese que los objetivos de emisiones del INDC son indicativos, de donde no se tiene la obligación de lograrlos, lo que en principio otorgaría un mayor margen para ciertos países de desviarse de los objetivos

¹⁶481 de 683 Mt CO₂e s/tierra, de acuerdo con el Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 2015

¹⁷Solís, Arturo. "CFE Gastará Más en Plantas de Carbón que en Centrales Renovables". *FORBES México*. Dec 18, 2018. Available at : <https://www.forbes.com.mx/en-cfe-gastara-mas-en-plantas-de-carbon-que-en-centrales-renovables/> Accessed, Mar 2019.

de emisiones sin los estímulos adecuados. Sin embargo, en México, la Ley de Cambio Climático estipula estos objetivos como una obligación, lo que haría falta es revisar qué organismo gubernamental se encargará de hacer cumplir la Ley en un contexto en que, como se verá más adelante, los principales reguladores del sector energético han dejado de ser imparciales. Adicionalmente, se cancelaron las últimas subastas de largo y de mediano plazo, para las cuales, un porcentaje de la futura capacidad de generación consistía en energías limpias¹⁸ ¹⁹. Dados los objetivos indicativos y ahora la posibilidad de no cumplirlos, se establece que estas políticas no son consistentes con el objetivo de mantener la temperatura global por debajo del umbral de 2 grados centígrados. De hecho, si los objetivos de todos los países del mundo tuvieran los porcentajes de reducción que tiene México, entonces la temperatura global subiría al menos 2 y hasta 3 grados centígrados, de acuerdo con *Climate Action Tracker*²⁰, aunque otros escenarios lo sitúan incluso a niveles más altos. ¿Cómo logrará México reducir sus emisiones cuando las condiciones actuales tanto de crecimiento poblacional y económico presuponen una mayor demanda energética además de favorecer fuentes no limpias de generación eléctrica?

Por si esto no es suficiente, existen algunos umbrales climáticos, que de superarlos, presentarán serios retos y potencialmente consecuencias oscuras para el planeta. Primeramente, existen los *Forzamientos* que son los procesos iniciales que influyen en las modificaciones del clima, por ejemplo, la irradiación solar, emisiones de gases de efecto invernadero (Metano, Oxidos Nítricos, Dióxido de Carbono etc.), vapor, aerosoles, polvo y hollín; todos los anteriores influyen en la atmósfera y en el océano de diversas maneras. Adicionalmente, existen los ciclos climáticos de *retroalimentación*, los cuales amplifican o reducen los efectos de los forzamientos; cuando amplifican su efecto se les denomina forzamientos positivos, cuando lo reducen son negativos. Algunos de los ciclos de retroalimentación más importantes involucran al vapor de agua en la formación de nubes, las cuales reflejan cerca de una tercera parte de la radiación solar. El clima tiene una enorme sensibilidad a cambios en la nubosidad, su localización y tipo, por ejemplo, el calentamiento global podría ocasionar mayor evaporación del agua de los océanos, lo cual aumentaría la formación de nubes alterando la cantidad de luz solar que llega a superficie²¹.

Otro elemento es la precipitación, la cual podría aumentar en una atmósfera más caliente, pero el aumento no sería en todas las regiones, algunas se tornarían excesivamente áridas. Un tercer elemento es el reverdecimiento de los bosques boreales; este es un elemento importante ya que estos retiran cerca de una

¹⁸ Juárez, Rodrigo. "El Cenace Cancela Subasta Eléctrica que Permitiría Adquirir Energía Limpia". *Crónica*. Feb 2, 2019. Available at: <http://www.cronica.com.mx/notas/2019/1109055.html> Accessed, Mar 2019.

¹⁹ El Financiero, "Gobierno de AMLO da Portazo en la Cara a la IP y Cancela Nueva Subasta Eléctrica". *El Financiero*. Feb 1, 2019.

Available at: <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/gobierno-de-amlo-cancela-la-cuarta-subasta-electrica> Accessed, Mar 2019.

²⁰ Climate Action Tracker. "Country Profile: Mexico". *Climate Action Tracker*. Updated 2019. Available at <https://climateactiontracker.org/countries/mexico/>, Accessed: Dec, 2019.

²¹ NASA. "Cloud Climatology". *National Aeronautics and Space Administration*. Available at: <https://isccp.giss.nasa.gov/role.html> Accessed, Jun 2020.

tercera parte del dióxido de carbono emitido por los humanos y el océano captura cerca del 26%²². Pero la capacidad tanto del océano como de los bosques de continuar absorbiendo CO₂ podría reducirse conforme se calienta la atmósfera y se acidifican los océanos. Por último, se encuentra el albedo glacial, el cual simplemente se refiere a la reflectividad de las superficies. El hielo es una de las superficies más reflectivas de la tierra, en contraste, el océano es una de las superficies que más absorbe la radiación solar. Por consiguiente, de una manera muy general y bastante simplista pero ilustrativa, el ciclo de retroalimentación de la reflectividad está dado de la siguiente manera: mientras más se calienta el planeta, menor hielo glacial habrá y consecuentemente mayor radiación solar será absorbida por los océanos, incrementando su temperatura e incrementando el ciclo de calentamiento global²³

El impacto ambiental de las actividades antropogénicas va a depender de las emisiones y de la concentración de los Gases de Efecto Invernadero, particularmente del dióxido de carbono (CO₂), pues es considerado como un gas de vida larga. El efecto del CO₂ en los umbrales como en otros aspectos ambientales difícilmente será apreciable para el año 2050, por lo que el grueso de los estudios se centran en escenarios para final del siglo, particularmente la familia de escenarios A del Panel Intergubernamental de Cambio Climático, (Collins et al., 2013). Este informe menciona que el punto donde se superaría el límite de los 2 °C de incremento en la temperatura se dará cuando las emisiones superen las 3.67 billones de toneladas de CO₂, el cual se podría alcanzar hacia el año 2055 en cualquier escenario.

En la Figura 2.4, se pueden apreciar las proyecciones de emisiones y la concentración de CO₂ al año 2100 de escenarios creados por el IPCC denominados *Shared Socioeconomic Pathways (SSPs)* así como los *Representative Concentration Pathways (RCPs)* y aquellos de la familia A y B. En principio, solo se muestran los SSP y los RCP aunque en la sección empírica de este trabajo se utilicen los escenarios de la familia A, los cuales en su momento se presentarán con mayor detalle, lo que sin embargo se desea hacer notar de la figura es el rango de variabilidad de las emisiones de CO₂ las cuales, en el escenario más fatídico superan las 120 GtCO₂/año y la concentración supera las 1,100 ppm al año 2100, la cual conllevaría un incremento de 5 °C, el cual está muy por encima del umbral de 1.5 °C que establece como meta el IPCC, (Collins et al., 2013). Ciertamente este escenario es muy controversial y ha sido criticado de alarmista, ya que se necesitaría una intensificación masiva de combustibles como carbón para llegar a estos niveles de CO₂, cuando lo que se ve en la práctica es que este tipo de centrales en general, están desapareciendo alrededor del mundo aunque posiblemente no a la tasa que nos gustaría ver. Sin embargo, un nivel de temperatura de 5 °C sí podría lograrse no necesariamente por parte del CO₂ proveniente de emisiones antropogénicas, sino de los ciclos de

²²CO₂Earth. "Global Carbon Emissions". *CO₂ Earth*. Jan 8, 2020. Available at: <https://www.co2.earth/global-co2-emissions> Accessed, Jul 2020.

²³NASA. "The Study of Earth as an Integrated System". *National Aeronautics and Space Administration. Global Climate Change: Vital Signs of the Planet*. 2014. Available at: https://climate.nasa.gov/nasa_science/science/ Accessed, Feb 2018.

retroalimentación, como por ejemplo, una liberación masiva de Metano del permafrost bien podría causar el mismo efecto que las emisiones de carbón en el escenario más fatídico²⁴.

Asimismo, en la Figura 2.4 se puede apreciar que, en el escenario más contaminante, las emisiones de GEI son masivas, es un escenario donde los países actúan de forma individualista y utilizan los recursos más baratos (como carbón y combustóleo así como otros combustibles fósiles) para la generación eléctrica y en general, para la actividad productiva. Por otro lado, en los mejores escenarios se asume una alta penetración de las energías renovables, una alta inversión en desarrollo tecnológico, un decremento demográfico, una alta movilidad de personas, ideas y mercancías que resultan en una menor desigualdad, así como en un incremento de la eficiencia productiva y por tanto, en un menor uso de energéticos.

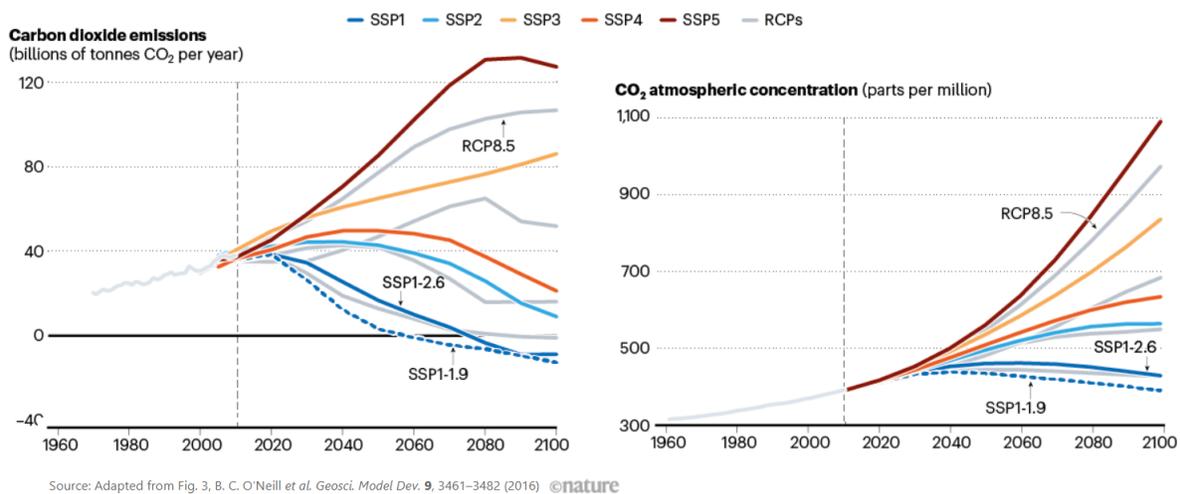


Figure 2.4: Emisiones de Dióxido de Carbono Proyectadas para el año 2100.

Fuente: Tollefson, Jeff. "How Hot Will Earth get by 2100?". *Nature*. April 22, 2020.

Available at: <https://www.nature.com/articles/d41586-020-01125-x> Accessed, May 2020.

En cuanto a los umbrales climáticos y su relación con los ciclos de retroalimentación tenemos que, si los umbrales se cruzan, los forzamientos continuarán retroalimentándose y creciendo sin detenerse, cambiando únicamente la velocidad con la que se modifica su incremento pero no deteniéndose. Considérese a manera de ejemplo, el tener una pequeña bola de nieve en la cima de una colina. Mientras la bola es pequeña, uno puede mantenerla bajo control, sin embargo, una vez que hipotéticamente la bola toma una masa grande al adquirir más nieve conforme baja por la colina, llegará un punto en que esta será muy grande para ser detenida, a pesar de nuestros esfuerzos. El punto donde el forzamiento solo continúa creciendo a pesar de nuestras acciones es el umbral o *Tipping Point*; es un punto a partir del cual, el sistema podría volverse

²⁴Tollefson, Jeff. "How Hot Will Earth get by 2100?". *Nature*. April 22, 2020.

Available at: <https://www.nature.com/articles/d41586-020-01125-x> Accessed, May 2020.

inestable y continuar perpetuándose de forma exponencial²⁵ ²⁶. A continuación se presenta los principales ciclos de retroalimentación reconocidos por (Collins et al., 2013), (Lenton et al., 2008).

Elemento en Umbral	Valor crítico	Escala de Transición	Impacto
Perdida Hielo Ártico	3-9 °C	10 años	Calentamiento amplificado
Termohalina Atlántico	0.1-0.5 Sv	100 años	Enfriamiento
ENSO	No identificados	100 años	Sequía
Indian Summer Monsoon	No identificados	1 año	Sequía
Amazonas	1,100 mm/yr	50 años	Sequía
Bosque Boreal	+ 7 °C	50 años	Cambio bioma
Agua en Fondo Antartico	+100 mm/yr	100 años	Circulación oceánica + almacenamiento carbón
Tundra	No determinado	100 años	Calentamiento amplificado
Permafrost	No determinado	100 años	Liberación CO2 y Metano
Hidratos de Metano Marino	No determinado	+1000 años	Amplificación Calentamiento

Table 2.2: Umbrales Climáticos.
Fuente: (Lenton et al., 2008), (Collins et al., 2013)

2.5.1 Pérdida de Hielo Ártico y Colapso Glacial

El hielo es una superficie que puede reflejar una gran parte de la radiación solar, en contraste, el océano es uno de los principales cuerpos que la absorbe, de tal forma que, cuando el hielo ártico se comienza a derretir se refleja menos radiación, los océanos se comenzarán a calentar teniendo consecuencias para la vida marina y para la capacidad de almacenamiento de metano y dióxido de carbono. Asimismo, mientras más se calienta el océano, más contribuye al derretimiento del hielo, es decir, se vuelve un ciclo de retroalimentación. Algunos modelos establecen que el umbral para este fenómeno ya se sobrepasó, en tanto otros establecen que se está cerca, en particular, la mitad los modelos OAGCMs del IPCC establecen que es posible que se pierdan porciones suficientes para sobrepasar el umbral en este siglo, y dos de los modelos exhiben pérdida total del la cubierta de hielo, aunque hay que resaltar que hay considerables discrepancias respecto al umbral y la escala de tiempo en la que esto ocurriría, (Pattyn et al., 2018), (Fyke et al., 2018).

En el caso de Groenlandia, el umbral se ha establecido entre los 1.5 °C y los 2 °C, sin embargo, se esperan posibles cambios en la cubierta de hielo aún si la temperatura global se mantiene por debajo del umbral, de hecho, la temperatura se ha incrementado en cerca de 1 °C en el invierno y cerca de 2 °C en el verano, de tal forma que si continua aumentando, se podría esperar un derretimiento total en un periodo de tiempo cercano a los 1,000 años, (Pattyn et al., 2018). Otros modelos concuerdan en que la escala de tiempo en la que se esperaría el derretimiento total es cercana a los 1,000 años, pero advierten de la enorme variabilidad

²⁵Ivanovich, Casey. "Everything You Need to Know About Climate Tipping Points". *Environmental Defense Fund*. 2017. Available at: <http://blogs.edf.org/climate411/2017/11/01/everything-you-need-to-know-about-climate-tipping-points/> Accessed, Dec 2019.

²⁶Lenton, Timothy. Rockstrom, Johan. Gaffney, Owen, Rahmstorf, Stefan. Richardson, Katherine. Steffen, Will. and Schellnhuber, Hans. "Climate Tipping Points -Too Risky to Bet Against". *Nature*. 27 Nov 2019. Available at: <https://www.nature.com/articles/d41586-019-03595-0> Accessed, Dec 2019.

que puede haber en los resultados de los modelos, lo anterior se debe a los múltiples factores que influyen en el proceso de derretimiento además de que, pasando el umbral, el comportamiento de la variación de la temperatura así como de otras variables que influyen en el proceso, podría ser no lineal, incluso podría crecer aceleradamente en diversos periodos de tiempo incluso antes de los 1,000 años, (Huybrechts, 2004).

Aunado a lo anterior, si la temperatura excede los 3 °C, se elevaría el nivel del mar en 7 metros. Este escenario de calentamiento mayor a los 3 °C no es extraño, de hecho, con los insuficientes compromisos actuales de reducción de gases de efecto invernadero, como por ejemplo, la salida de los Estados Unidos del acuerdo de París en la COP21, es muy posible que este umbral se supere. Si el calentamiento global se acerca a este punto, entonces el incremento de temperatura sería más intenso en las regiones polares, acelerando el proceso de derretimiento formando un ciclo de retroalimentación y afectando otros umbrales. El grueso de los modelos concluyen que la formación de hielo será menor que la cantidad de hielo que se derrite, de tal forma que la capa de hielo de Groenlandia se derretirá completamente por emisiones de GEI antropogénicas, (*Ibidem*).

Adicionalmente, en la bahía del Mar de Amundsen en la Antártida, en el punto donde se encuentran el hielo el océano y la roca, el hielo ha comenzado a retraerse de forma irreversible, lo que podría ocasionar que el área este de la Antártida colapse, lo cual llevaría a un incremento en el nivel del mar de hasta 3 metros en un espacio de tiempo de siglos a milenios. El hecho de que el tiempo en que esta consecuencia ocurra es tan grande, podría generar una falsa sensación de seguridad. Sin embargo, la velocidad de derretimiento puede ser controlada, si la temperatura global se incrementa en 1.5 °C, tomaría 10,000 años en derretirse; si el incremento es de 2 °C, tomaría menos de 1,000 años, si el incremento es mayor de 3 °C la escala baja a cientos de años, posiblemente un par de siglos (Vaughan, 2008), (Jacobs et al., 2012). Consecuentemente, de no tomar acciones inmediatas las consecuencias para las generaciones futuras serán muy oscuras, aunque este fenómeno será tratado más adelante es menester hacer mención del mismo dada su importancia.

El mantener el nivel del mar controlando es importante pues de lo contrario, un derretimiento masivo traería como consecuencia desplazamientos poblacionales de magnitudes catastróficas, lo que ocasionaría migraciones forzadas, el advenimiento de los denominados refugiados climáticos, así como consecuencias económicas devastadoras para el país en cuestión, (Hughes et al., 2021). Lo anterior sin mencionar que si el calentamiento llega a ser mayor a 1.5 grados se activarían otros forzamientos, es decir, podría existir la posibilidad de que los forzamientos interactuen entre sí los cuales se mencionarán más adelante. Por otro lado, se ha encontrado que el ártico ha estado a su temperatura más alta entre los años 2011 al 2015, que en cualquier otro intervalo de tiempo desde que se inicio su registro en 1900, lo que tendería a acentuar la

velocidad con la que se llevan a cabo los cambios ambientales antes mencionados²⁷.

En cuanto al colapso glacial de las regiones montañosas en las alturas, se puede entender como un glacial al excedente de hielo por encima de la línea permanente de hielo en la montaña, también llamada línea de equilibrio, la cual a su vez se define como la línea por encima de la cual las pérdidas de hielo del verano son menores que las ganancias que se obtienen en invierno. A mayor altura sobre el nivel del mar, mayores posibilidades tiene un sitio de mantener y aumentar la cantidad de hielo, de tal forma que un glacial siempre cruza la línea de nieve permanente. Si la temperatura cambia solo un poco, la línea de equilibrio cambia mucho, (Salinger et al., 2008). Por esta razón es tan importante conocer y medir el derretimiento glacial así como la línea de equilibrio, ya que son excelentes indicadores del cambio climático.

Adicionalmente, en términos del impacto del derretimiento glacial se tiene que este podría afectar la generación hidroeléctrica. Mientras más se acentúe el cambio climático, se alteraría el flujo en los caudales de los ríos alimentados por el glacial, que impactaría a todo aquello que se interponga en su camino, como puentes, poblaciones o zonas de riego, las cuales podrían ser devastadas, (Johannesson et al., 2006). Pero entonces, ¿cómo ha evolucionado el derretimiento glacial en los últimos años? Los alpes suizos han perdido 10% del volumen de hielo desde 1997, (Salinger et al., 2008). Más aún, (German-Watch, 2014) estipula que en Suiza 93 de los 97 glaciales han perdido longitud y masa en un periodo de tan solo dos años 2010-2011 y un derretimiento significativo también se ha observado en los glaciales de Nepal, en donde muchos de estos lagos glaciales se encuentran próximos a zonas habitadas. Adicionalmente, la pérdida glacial ha sido marcada e irrefutable cuando se analiza el periodo 1975-2005, como se muestra en la Figura 2.5.

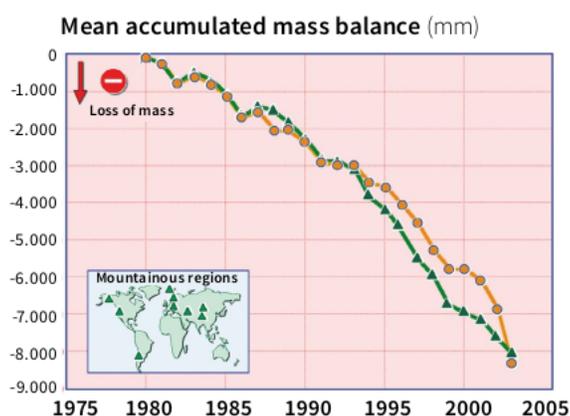


Figure 2.5: Balance de Masa Acumulada Glacial Promedio (mm) en 9 regiones montañosas.
Fuente: (German-Watch, 2014)

²⁷Tollefson, Jeff. "Major Report Prompts Warnings That the Arctic is Unraveling". *Scientific American*. Apr 28, 2017. Available at: <https://www.scientificamerican.com/article/major-report-prompts-warnings-that-the-arctic-is-unraveling1/> Accessed, Dec 2019.

Otro aspecto ligado al derretimiento glacial es que no solo se liberará el dióxido de carbono y metano que se encontraba almacenado en las capas de hielo, sino que también se exponen agentes infecciosos de épocas antiguas. Por ejemplo, el ántrax es una enfermedad causada por una bacteria, *Bacillus anthracis*; puede encontrarse naturalmente en la tierra y tanto humanos como animales pueden enfermar aunque la bacteria no se transmite de infectado a infectado, sino directamente desde el medio²⁸. En condiciones normales, el Anthrax se preserva hasta 3 veces más que en la temperatura típica en Europa, consecuentemente, bajo condiciones normales existe un cierto riesgo de transmisión de este patógeno por medio de las aves migratorias (Neustroev et al., 2021). Lo que se puede deducir es que, si parte del permafrost se derrite, entonces un cantidad de estos organismos primigenios quedarán expuestos, lo que en principio aumentaría el riesgo de contagio. Anteriormente, el derretimiento del Permafrost ha causado la liberación de esporas y bacterias que han ocasionado enfermedad y muertes. El Antrax no es la única enfermedad que podría emerger del Permafrost, dado que es un buen medio para preservar agentes infecciosos, potencialmente incluso aquellos que se pensaban erradicados, como el *smallpox*.²⁹

Por otro lado, el calentamiento global no ha sido ni será homogéneo alrededor del mundo, el ártico, y en general, los polos, se calientan el doble de rápido que el resto del mundo³⁰, (You et al., 2021), lo que notablemente aceleraría el colapso glacial. Una de las posibles explicaciones es el cambio en la reflectividad de estas regiones. Como ya se mencionó, el hielo es uno de los mejores reflectores de la irradiación solar, en tanto el mar es uno de los mejores absorbentes, de tal forma que, mientras más hielo se convierta en agua marina, será cada vez más difícil que el hielo vuelva a cubrir regiones tan amplias. Otra posible explicación es que grandes cantidades de energía son transportadas desde regiones más cálidas a través de sistemas climáticos, lo cual adiciona a la temperatura que ya se estaban elevando en las regiones polares, de acuerdo con la NASA³¹. Por si no fuera suficiente, los polos no son las únicas regiones calentándose más rápidamente, regiones como la península arábiga y en general, el ecuador, también se calientan casi el doble de rápido que el resto del planeta menos los polos, (Rehnberg, 2021), lo que ocasionará sequías, tormentas de arena más frecuentes y eventualmente migraciones masivas³².

²⁸CDC. "Anthrax". *Centers for Disease Control and Prevention*. 2017.

Available at: <https://www.cdc.gov/anthrax/index.html> Accessed, Dec 2019.

²⁹Luhn, Alec. "Anthrax Outbreak Triggered by Climate Change Kills Boy in Arctic Circle". *The Guardian*. Aug 1, 2012. Available at: <https://www.theguardian.com/world/2016/aug/01/anthrax-outbreak-climate-change-arctic-circle-russia> Accessed, Dec 2019.

³⁰Tollefson, Jeff. "Major Report Prompts Warnings That the Arctic is Unraveling". *Scientific American*. April 28, 2017. Available at: <https://www.scientificamerican.com/article/major-report-prompts-warnings-that-the-arctic-is-unraveling1/> Accessed, Dec 2019.

³¹Ecochard, Kristyn. "What is Causing the Poles to Warm Faster Than the Rest of the World". *NASA's Earth Science News Team*. 4 - 6 -2011. Available at <https://www.nasa.gov/topics/earth/features/warmingpoles.html> Accessed, Dec 2019

³²The Economist. "Climate Change is Making the Arab World More Miserable". *The Economist*. March 31 2018. Available at: <https://www.economist.com/middle-east-and-africa/2018/05/31/climate-change-is-making-the-arab-world-more-miserable> Accessed, Dec 2019.

2.5.2 Termohalina del Atlántico

Este es uno de los procesos de circulación oceánica más importantes en el sistema climático ya que ayuda a transportar calor de los trópicos hacia los polos, sin este mecanismo, lugares como Inglaterra o Irlanda serían sustancialmente más fríos. El océano está compuesto esencialmente de una capa de agua tibia y salada cercana a la superficie, así como de otra capa de agua fría menos salada en las profundidades, estas capas usualmente no se mezclan salvo en la termohalina. La salinidad del agua afecta su densidad, y esta cambia con la evaporación y con la precipitación, de tal forma que si el agua tiene más sal, se vuelve más densa. Cuando el hielo se derrite en las zonas polares los cristales de hielo excluyen la sal y por consiguiente, la salinidad del agua remanente se incrementa respecto del agua circundante, al ser más densa, tiende a hundirse, lo que ocasiona que el agua que permanecía en las profundidades tienda a desplazarse horizontalmente hasta un lugar donde ya no puede moverse más de forma horizontal, que por lo general es en el ecuador, el cual es más cálido. Al comenzar a calentarse el agua, se vuelve menos densa, por lo que el agua ahora más caliente comienza a ascender hacia la superficie y volver a viajar hacia las regiones nórdicas; el proceso antes descrito crea un ciclo de circulación oceánica³³, (Rahmstorf, 2000), (Doos et al., 2012).

La circulación depende en gran medida de la salinidad del agua en los polos, si la salinidad no es alta, no habrá hundimiento y el ciclo de circulación no tendrá lugar, esto es lo que se teme que ocurra cuando una parte importante de la masa de hielo de los polos se derrita. Los modelos muestran un colapso en la convección, de hecho, en algunos casos, se proyecta un colapso irreversible, el forzamiento vendría del derretimiento de hielo en Groenlandia, ríos de Eurásia, glaciales en Canadá y desde luego, de la Antártida. Sin embargo, el IPCC estima que es poco probable que un cambio abrupto ocurra próximamente, de hecho, no se estima un cambio radical antes del año 2100, (Lenton et al., 2008). Asimismo, (Wood et al., 2003) también encuentran que un cambio abrupto de la termohalina es un escenario de poca probabilidad y el consenso es que es poco probable que durante este siglo se produzca un cambio substancial en la termohalina, aunque de hecho, encontraron mucha variabilidad en los resultados de los modelos. Sin embargo, debido a que existen posibles umbrales climáticos que podrían acelerar considerablemente la velocidad del derretimiento glacial y debido a una falta de certeza en los modelos utilizados, la posibilidad de un cambio importante en este siglo debe de ser considerada.

Por otro lado, (Kuhlbrodt et al., 2009) encuentran que se podría detener por completo el ciclo de la termohalina para el año 2150 bajo un escenario de derretimiento masivo, para entonces, se esperaría un incremento de 80cm del nivel del mar y un decremento de la temperatura sobre todo en los polos; este decremento, posiblemente cancele el efecto del calentamiento global y posiblemente complique la posibilidad

³³NASA. "The Thermohaline Circulation - The Great Ocean Conveyor Belt". *National Aeronautics and Space Administration (NASA)*. 2020. Available at: <https://gpm.nasa.gov/education/> Accessed, May 2020.

de habitar las regiones nórdicas. La desestabilización de la temperatura oceánica por este conducto tiene muchas otras consecuencias, por ejemplo, las ondas de calor en el océano han causado la destrucción de corales y de vida marina, si la temperatura pasa de los 2 °C se podrían perder el 99% de los corales en zonas tropicales³⁴.

2.5.3 ENSO

La Oscilación Sureña El Niño es uno de los fenómenos climáticos más emocionantes y puede tener consecuencias alrededor del mundo, no solo en el océano pacífico. El fenómeno comienza cuando el viento sopla de este a oeste sobre el pacífico, lo cual ocasiona que el agua caliente sea transportada hacia el oeste y se acumule más agua a temperaturas mayores de la normal tanto en superficie como en profundidad. En el lado del continente americano, se comienza a acumular agua a menor temperatura, y esto por lo general ocurre cerca de la costa de Perú. Al otro lado del pacífico, cerca de las costas de Australia, el agua ahora más caliente de lo normal produce mayor evaporación y clima menos inestable, genera circulación atmosférica con aire caliente elevándose en las costas de Australia y fluyendo al este, donde se enfría, en parte debido a que la temperatura del océano es menor en esta zona, (Neelin et al., 1998). El punto es que esta nueva circulación refuerza la corriente de viento que ya existía de este a oeste y que mueve agua caliente al oeste. Cuando comienza El Niño, las condiciones climáticas de trópico pueden cambiar, debilitando los vientos de este-oeste lo que ocasiona que las partes frías localizadas cerca de la costa americana comienzan a recibir corrientes cálidas y al moverse el agua caliente a lo largo del pacífico, mueve con ella el sistema climático encima de ella, elevando temporalmente la temperatura de la atmósfera, ocasionando mayor evaporación y formación de nubes, lo que a su vez influye en los vientos y lluvias en todo el mundo³⁵, (McPhaden et al., 2006).

La Liga de ENSO con el cambio climático no es especialmente clara, es bien sabido que ENSO contribuye de forma significativa al calentamiento global, ya que el fenómeno libera una gran cantidad de energía a la atmósfera, por ejemplo, el Niño del 2015 contribuyó entre 8 y 10 por ciento del calentamiento de ese año que se traduce en un 0.07 °C de calentamiento por encima de lo normal. Por el otro lado, el cómo influye el calentamiento global en el fenómeno del niño sigue siendo un problema no resuelto. Se especula que la cantidad de ENSOs podrían duplicarse conforme se calienta el planeta (Yang et al., 2018), aunque otras simulaciones encuentran resultados muy dispersos, es decir, la variabilidad de los resultados de simulación es muy grande como para ser definitiva³⁶. Otros estudios confirman, aunque con dudas, la posibilidad de

³⁴IPCC."Impacts of 1.5 °C Global Warming on Natural and Human Systems". *Intergovernmental Panel on Climate Change*. Special Report, Chapter 3. 2019

Available at: <https://www.ipcc.ch/sr15/chapter/chapter-3/> Accessed, May 2020.

³⁵NOAA."El Niño, The El Niño Southern Oscillation (ENSO) is One of the Most Important Climatic Phenomena on Earth". *National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)*. 2015.

Available at: <https://www.noaa.gov/education/resource-collections/weather-atmosphere/el-nino> Accessed, Jan 2019.

³⁶Cho, Renee. "El Niño and Global Warming -What's the Connection?". *Columbia University Earth Institute*.. 2016.

que la frecuencia e intensidad de los ENSOs se pueda incrementar debido a las emisiones antropogénicas de Gases de Efecto Invernadero (GEI), (McPhaden, 2001), (Thatje et al., 2008). En última instancia, el impacto climático redundaría en impacto a la sociedad, en sequías en un lado del atlántico e inundaciones al otro y vice versa cuando se cambia de fase Niño-Niña; en ambos casos, esto trae pérdida de cosechas lo que en casos agudos podría desembocar en hambrunas y migraciones, (Iizumi et al., 2014).

2.5.4 Monzón de Verano en India

El Monzón de Verano en India podría amplificar el calentamiento global, la prueba de ello se encuentra en registros paleoclimáticos, en donde se encontró que este monzón ayudó a que terminara la penúltima glaciación hace 130,000 años, pero ¿cómo un fenómeno que en principio ayudaría al crecimiento de vegetación, mucha de la cual captura CO₂, pudo contribuir al calentamiento global? El monzón extrae calor y humedad hacia el hemisferio norte, lo que ocasiona que los humedales se extendieran hacia el norte, lo cual podría parecer positivo. Sin embargo, los humedales son fuentes de emisiones de metano, un gas de efecto invernadero que puede capturar el calor hasta 30 veces mejor que el CO₂. Las emisiones de los humedales pueden contribuir entre el 20-45% de las emisiones de GEI. Un modelo arrojó que habría un 20% de emisiones con tan solo una variación de 1 °C, y un incremento del 8% de emisiones ante un cambio en la variación de las precipitaciones del 20%, (Shindell et al., 2004).

2.5.5 Amazonas

El Amazonas es una de las fuentes más importantes de captura de emisiones de CO₂. No se le debe de considerar como un pulmón para el planeta, pues a la vez que produce oxígeno, las plantas también absorben casi la misma cantidad de oxígeno en su proceso de crecimiento. Lo que es difícil de negar es la capacidad del Amazonas de funcionar como un pozo para las emisiones de CO₂, pues inicialmente se estimó que podría estar capturando cerca de 5% de las emisiones anuales, que son cerca de 2 mil millones de toneladas³⁷, (Assis et al., 2020), (Baker and Spracklen, 2019). Sin embargo, (Fleischer et al., 2019) han encontrado que la capacidad del Amazonas de absorber dióxido de carbono podría ser menor. Ellos encontraron que esta depende de la disponibilidad de fósforo en las plantas, si este no está presente, podría reducir la capacidad de las plantas para capturar CO₂ hasta en un 50% en un periodo de 15 años. La disponibilidad de fósforo ha sido alterada en parte por el uso de fertilizantes, de donde, no todo el Amazonas está absorbiendo dióxido de carbono de la misma forma. Aún con una menor capacidad de absorber dióxido de carbono, el Amazonas no debe de ser subestimado, continúa siendo un medio significativo e indispensable para ayudar a contener el cambio climático.

Available at: <https://blogs.ei.columbia.edu/2016/02/02/el-nino-and-global-warming-whats-the-connection/> Accessed, Jan 2019.

³⁷Kaiser, Jean. "Role of the Amazon in Global Climate Change". *Associated Press*. August 27, 2019. Available at: <https://apnews.com/384fdb5ee7654667b53ddb49efce8023> Accessed, Dec 2019.

Por otro lado, las estimaciones presentadas toman en consideración que el Amazonas se encuentra en un estado estable, sin mayor deforestación. Sin embargo, la administración de Jair Bolsonaro no ha tenido cuidado en preservar el Amazonas y al parecer, una cantidad importante de los incendios que se presentaron a lo largo del año 2019 fueron causados por el hombre en un proceso de preparación del suelo para granjas y cosechas, algunas de estas actividades se han presentado de forma ilegal, (Kruid et al., 2021). Durante el 2019, se perdieron 3,700 millas cuadradas del Amazonas, lo que equivale a un territorio del tamaño de Líbano, esta pérdida es la más grande de la que se tenga registro en un solo año. Parte de la preocupación que emana de esta pérdida radica en que, si el Amazonas cruza un determinado umbral, podría comenzar a autodestruirse en el sentido de que no genera la humedad necesaria para mantener su clima, por lo que la superficie comenzará a tornarse árida, y mientras más árida se vuelva, más difícil será para las zonas restantes restablecer la Amazonía³⁸, (Alves de Oliveira, 2021), (Fearnside, 1996).

Determinar el umbral no es tarea fácil, y mucho menos una libre de ambigüedad, se ha estimado que el umbral podría encontrarse en un rango de 20 - 40% de deforestación. Actualmente se sabe que cerca del 17% del Amazonas se ha perdido desde 1970³⁹. Algunos estudios ponen el límite de tiempo (el umbral) en el año 2021, aunque otros lo sitúan dentro de 15 a 20 años⁴⁰, (Nobre et al., 2016).

2.5.6 Agua en Fondo Antártico

En específico nos referimos al Cuerpo de Hielo del Oeste de la Antártida denominado (*West Antarctic Ice Sheet o WAIS*). Este cuerpo de hielo es de primordial importancia ya que alberga cerca del 6% del agua dulce, la cual, de verse al océano podría alterar sustancialmente la salinidad del agua y con ello, alterar la circulación de la termohalina (*ocean conveyor belt*), como ya se mencionó. Además de que podría incrementar el nivel del mar en más de 3 metros. La elevación del nivel del mar puede no parecer substancial hasta que se considera que hay países como Bangladesh, en donde dos terceras partes de su territorio están a menos de 5 metros por encima del nivel del mar, (Sutter et al., 2016). Naturalmente, estas zonas son más susceptibles a inundaciones así como a dañar la fertilidad de la tierra por el incremento en la salinidad de la misma a causa del alcance del agua de mar. Solamente un incremento moderado, como aquel que se espera que ocurra para el año 2050, desplazaría hasta a 18 millones de personas en Bangladesh⁴¹. La evidencia

³⁸Sandy, Matt. "The Amazon is Completely Lawless: The Rainforest After Bolsonaro's First Year". *New York Times*. Dec 5 2019.

Available at: <https://www.nytimes.com/2019/12/05/world/americas/amazon-fires-bolsonaro-photos.html> Accessed, Dec 2019.

³⁹Lenton, Timothy. Rockstrom, Johan. Gaffney, Owen, Rahmstorf, Stefan. Richardson, Katherine. Steffen, Will. Schellnhuber, Hans. "Climate Tipping Points -too Risky to Bet Against". *Nature*. 27 Nov 2019.

Available at: <https://www.nature.com/articles/d41586-019-03595-0> Accessed, Dec 2019.

⁴⁰Phillips, Dom. "Amazon Rainforest Close to Irreversible Tipping Point". *The Guardian*. Oct 23, 2019.

Available at:<https://www.theguardian.com/environment/2019/oct/23/amazon-rainforest-close-to-irreversible-tipping-point> Accessed, Dec 2019.

⁴¹EJF. "Climate Displacement in Bangladesh". *Environmental Justice Foundation*. 2018.

Available at: <https://ejfoundation.org/reports/climate-displacement-in-bangladesh> Accessed, Jan 2019.

apunta a que esta porción de hielo se está derritiendo de forma inevitable, aunque la velocidad con la que esto ocurre dependerá en gran medida de la cantidad de CO₂ y otros gases de efecto invernadero que se adicionen a la atmósfera, (Benn and Sudgen, 2021). Por otro lado, cuando se considera la capa de hielo en su totalidad (*Antartic Ice Sheet*), aparentemente apenas recientemente ha comenzado a resentir los efectos de las emisiones antropogénicas, (Noble et al., 2020).

¿Cómo ocurre el derretimiento en el fondo antártico? En esencia, el mar comienza a comerse el hielo cuando el agua de mar que ha incrementado su temperatura por el cambio climático y comienza a asolar los glaciales antárticos. El factor que controla qué tan más cálida es el agua que golpea los glaciales antárticos es la fortaleza con la que el viento mar adentro dirige la corriente superficial del océano. Estos vientos en ocasiones pierden velocidad o incluso cambian dirección, de tal forma que si antes del calentamiento de la atmósfera, su dirección e intensidad eran relativamente constantes y provocaban un flujo de agua fría hacia los glaciares, ahora que el calentamiento global se ha intensificado, la corriente de viento cambia de dirección o no es tan fuerte para continuar impulsando agua fría hacia el hielo, de tal forma que es el agua más cálida la que termina cerca del hielo, derritiéndolo a su paso, (Holland et al., 2019), (Pan et al., 2021).

El WEIS es considerado como la capa de hielo más vulnerable ya que es una placa que se encuentra sobre una superficie con forma de parábola que abre hacia arriba, es decir, como un plato para sopa. El fondo de esta superficie esta por debajo del nivel del mar y no esta completamente aislada del océano, sino que el agua de mar está interactuando con la capa de hielo del fondo de la parábola, de tal forma que si el agua marina sube su temperatura derretirá la placa de hielo desde adentro. Se cree que en el pasado esto ya ha ocurrido de forma masiva y con una temperatura menor a la que tenemos actualmente, ocurrió en el periodo del Holoceno, hace cerca de 12,000 años, cuando la placa de hielo retrocedió varios cientos de kilómetros, (Kingslake et al., 2018). Particularmente, un glaciar ha llamado la atención por lo aparentemente frágil que se ha descubierto que es, nos referimos al denominado *Thwaites Glacier*, el cual, por su tamaño pone en gran riesgo el incremento del nivel del mar. La evidencia apunta a que el derretimiento será rápido de no tomarse las medidas adecuadas y peor aún, la inestabilidad del mismo se cree que es grande, (Joughin et al., 2014), (Scambos et al., 2017).

¿Qué consecuencias tendrá? Si esta porción de hielo se derritiera, se espera que el nivel del mar suba más de 3 metros (10 pies). Sin embargo, no se espera que el derretimiento llegue pronto sino en cientos de años, a lo que habría que agregar que al final del presente siglo sí se podría esperar un incremento de al menos un pie (30cm). Asimismo, la evidencia apunta a que el cambio al que nos referimos tiene carácter antropogénico. Adicionalmente, el cambio podría ser tan rápido que se cree que en el periodo de tiempo comprendido entre 1992-2007 esta placa perdió $2,720 \pm 1,390$ miles de millones de toneladas de hielo, lo que

corresponde a un incremento del nivel del mar en 7.6 ± 3.9 mm, aunque si toda la antártida se derritiera, el nivel del mar se elevaría en 58 metros, (IMBIE, 2018).

2.5.7 Derretimiento del Permafrost y Liberación de CO₂ de la Tundra y del Océano

El no alcanzar la meta de calentamiento global implica que elementos los cuales previamente habían capturado carbón comenzarán a devolverlo a la atmósfera, por ejemplo, el permafrost. Este almacena enormes cantidades de Dióxido de Carbono así como de Metano. En particular, el Metano es al menos 30 veces mejor capturando el calor que el Dióxido de Carbono. Para comenzar, se define el permafrost como la sección que permanece debajo de los 0 °C por al menos dos años consecutivos, (Schuur et al., 2008). El término permafrost se acuñó de esa forma pues se pensaba que una superficie denominada así, permanecería congelada por un periodo de tiempo considerado como permanente, lo cual es ahora solo aparente. Una pregunta importante es ¿Cómo se mueve el Carbono del permafrost a la atmósfera? ocurre primeramente a través de la descomposición microbial de la materia una vez que esta se encuentra encima de 0 °C (aunque se ha encontrado tal descomposición en materia por debajo de los 0 °C), formando un *pool* de carbón orgánico referido como permafrost derretido C, (*Ibidem*).

Se ha estimado que el permafrost del norte contiene 1700 Petagramos (Pg) de carbón orgánico (C), con la observación de que no todo este se puede convertir a CO₂, aunque lo importante por recalcar es que esta cantidad es considerablemente mayor que los 1035 Pg incorporados inicialmente en el inventario de carbón del IPCC (se consideró una corrección de 350-465 PG extras), de hecho, el modelo IPCC AR5 no incluyó carbón de permafrost en lo absoluto, (Schurr and McGuire, 2015). Parte del problema se encuentra en que las regiones árticas han mostrado notables incrementos en la temperatura a consecuencia de la actividad antropogénica⁴², de hecho, por encima de los 0 °C, lo cual expone una cantidad de más de 3 metros de permafrost a la descomposición orgánica que mueve el carbón a la atmósfera. Es importante puntualizar que aún si se llega a estabilizar el incremento de la temperatura atmosférica (es decir, se alcance la meta de no subir la temperatura global en más de 2 °C), la degradación del permafrost se espera que continúe aunque de forma significativamente más lenta, (Schuur et al., 2013).

No se debe de olvidar que el Permafrost almacena dióxido de carbono tanto de épocas antiguas como de la actualidad, digamos desde la revolución industrial. Se estima que existen 1,500 miles de millones de toneladas de carbón almacenadas en el Permafrost (hemisferios norte y sur) equivalente al doble del carbón

⁴²en particular, en las regiones nórdicas influye el que el *jetstream* tienda a moverse hacia latitudes bajas lo que ocasiona, por un lado, que el vórtice polar alcance regiones más sureñas que previamente no alcanzaba y, por otro lado, que el aire frío que anteriormente permanecía en el polo y que ayudaba a mantener la temperatura por debajo de cero, no se encuentre en la proporción que se encontraba (pues se ha movido a regiones sureñas), ocasionando un incremento de la temperatura y ayudando al derretimiento.

que hay en la atmósfera y al triple que almacenan los bosques. De esta cantidad total, el Permafrost del norte de Europa, Asia y Norteamérica podrían liberar hasta un Gigatón de Metano y 37 Gigatonnes de Dióxido de Carbono para el año 2100⁴³, aunque estas cifras podrían variar conforme se altere el clima a nivel global y dependiendo de la cantidad del permafrost que se derrita. Se ha estimado que entre el 30-70% del permafrost se podría derretir antes del 2100, lo cual aumentaría vertiginosamente las consecuencias del cambio climático. De hecho, asumiendo este rango de derretimiento, el carbón que sí se liberaría en forma de CO₂ equivalente ascendería a 130-150 miles de millones de toneladas, que es tanto como las emisiones de un país como Estados Unidos, las cuales se estarían soltando a la atmósfera todos los años hasta el 2100⁴⁴. Notablemente, tener un país adicional tan contaminante como Estados Unidos es algo que no está considerado en varios modelos del IPCC y aceleraría el proceso de cambio climático. Por otro lado, otros informes establecen un derretimiento más lento siempre y cuando los compromisos de Cambio Climático establecidos en la COP21 sigan firmes, en dicho escenario, las emisiones por derretimiento de permafrost continuarían estando considerablemente por debajo de las emisiones antropogénicas, (Dobricic and Pozzoli, 2019).

De la misma forma, el océano captura enormes cantidades de Dióxido de Carbono, cerca del 30% de las emisiones antropogénicas de CO₂ son almacenadas en las profundidades del océano. Mientras más se calienta el planeta, el CO₂ almacenado podría comenzar a ser liberado a la atmósfera. Originalmente se creyó que tomaría unos 400 años en ocurrir, pero una nueva investigación cree que será en cerca de 200 años⁴⁵. Si a lo anterior se le adiciona que el océano captura una cantidad importante de metano y que al menos una parte de este podría ser liberada a la atmósfera, entonces, el tiempo que queda podría ser menor a los 200 años, pues éstas emisiones no están consideradas en el inventario de emisiones que limita el incremento de la temperatura a 2°C, lo que podría llevar a que varios de estos umbrales comiencen a realizarse de forma simultánea, (Ruppel and Kessler, 2017).

2.5.8 Hidratos de Gas

Del conjunto de los hidratos de gas, en este trabajo nos interesan los hidratos de metano, que son moléculas de gas natural envueltas en moléculas de agua. Son materiales orgánicos que de hecho son el resultado de actividad biológica en sedimentos así como de procesos geológicos. Cuando son liberadas en la superficie, un metro cúbico de hidrato de gas puede liberar 164 metros cúbicos de gas natural, por lo que si solo una

⁴³Helmholtz Association of German Research Centres. "Thawing Permafrost Produces More Methane than Expected". *PHYS.ORG*, aunque otras fuentes sitúan el tope máximo en una cantidad de hasta 100 Gigatonnes, (Natalia et al., 2021). March 20, 2018.

Available at: <https://phys.org/news/2018-03-permafrost-methane.html> Accessed, Mar 2018.

⁴⁴Smedley, Tim. "The Poisons Released by Melting Arctic Ice". *BBC Future*. 17 June 2019.

Available at: <https://www.bbc.com/future/article/20190612-the-poisons-released-by-melting-arctic-ice>, Accessed, Dec 2019.

⁴⁵Zukerman, Wendy. "Warmer Oceans Release CO₂ Faster than Thought". *New Scientist*. April 25, 2011.

Available at: <https://www.newscientist.com/article/dn20413-warmer-oceans-release-co2-faster-than-thought/> Accessed, Mar 2018.

pequeña cantidad de estos se libera a la atmósfera podría liberar cantidades importantes de gases de efecto invernadero. Se estima que existen entre 250,000 - 700,000 pies cúbicos de metano en el océano⁴⁶. Otras estimaciones sitúan el inventario de hidratos de gas en 1.8×10^3 Gt C con un contenido de metano (CH₄) de 3×10^{15} m³, de donde se ha concluido que, si solamente el 0.1% fuera liberado a la atmósfera (correspondiente a 1.8 Gt C), por calentamiento global por ejemplo, la concentración de metano aumentaría el 63% del nivel total de CH₄ desde un nivel inicial correspondiente al 1774 ppb en el año base 2005, (Ruppel, 2011).

De acuerdo con (DoE, 2017), los hidratos de metano se mantienen en su estado natural, sin liberar metano o dióxido de carbono a la atmósfera o al océano solamente cuando se mantienen dentro de ciertos parámetros de presión y temperatura. Idealmente, para ser estables y mantenerse en forma de hidratos se deben de mantener a menos de 4 °C y a una presión de más de 35 bar, que típicamente se alcanza a más de 350 metros de profundidad⁴⁷. Sin embargo, si la profundidad se incrementa, debido a la cercanía con el centro de la tierra, la temperatura también se incrementa por encima del punto donde los sedimentos son estables, lo que produce burbujas de metano que se elevan y se transforman en hidratos de metano cuando la temperatura baja otra vez. Este fenómeno ocasiona que los sedimentos (hidratos) sean depositados mayormente en el suelo marino donde la profundidad no es tan grande pero es lo suficiente para mantener la condiciones de estabilidad de menos de 4 °C y más de 35 bar de presión, que es principalmente en los bordes marinos continentales⁴⁸.

El calentamiento global impactará también la temperatura del océano, al menos de las capas superiores del mismo, lo que podría ocasionar inestabilidad en los hidratos, de tal forma que una cantidad importante del Metano o del subproducto que se obtiene cuando microorganismos oxidan el hidrato, CO₂, sí podría alcanzar la atmósfera. Cabe mencionar que debido a lo anterior, ocurren dos hechos, el primero es que el océano pierde oxígeno al formar el CO₂ y el segundo es que no todo el metano depositado en los sedimentos se libera a la atmósfera. Consecuentemente, mientras el calentamiento global se acentúe más, mayores serán las cantidades de hidratos de gas que se vuelvan inestables, liberarán dióxido de carbono a la atmósfera y comenzarán a quitar el oxígeno del mar así como incrementará su acidificación y por tanto, reducirán la capacidad del océano de capturar Gases de Efecto Invernadero, (Ruppel, 2011). Adicionalmente, mientras más metano exista en la atmósfera habrá menos radicales de *hydroxyl*, necesarios para la oxidación, lo que da al CH₄ mayor permanencia en la atmósfera, y esto se podría pensar como un forzamiento positivo que contribuiría al calentamiento global, dado que el metano es 30 veces más eficiente en términos de captura de calor que el dióxido de carbono, (Bouffaron and Perrigault, 2013). Adicionalmente, es difícil establecer la inestabilidad

⁴⁶DOE. "Gas Hydrates". 8tU.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy. Date unavailable
Available at: <https://www.energy.gov/fe/science-innovation/oil-gas-research/methane-hydrate> Accessed: May 2020.

⁴⁷Pressure at Depth CalcTool.
Available at: http://www.calctool.org/CALC/other/games/depth_press Accessed, May 2020.

⁴⁸WOR. "Methane Hydrates". *World Ocean Review*. 2010.
Available at: <https://worldoceanreview.com/en/wor-1/energy/methane-hydrates/> Accessed, May 2020.

de los hidratos de metano, el metano proveniente de esta fuente podría emerger en este siglo o bien en escala de milenios, aunque no debe descartarse la primera opción, es decir, la liberación en este siglo, (Archer, 2007).

Dado que el metano es el principal elemento del gas natural, el cual es uno de los principales combustibles utilizados en la actualidad, lo primero que se viene a la mente es si este se podría explotar comercialmente. La explotación de los hidratos de metano es un tema bajo un intenso debate, actualmente se cree que los hidratos de metano podrían ser el combustible del futuro dada la enorme cantidad que existe, pero los métodos de extracción y las condiciones de seguridad siguen siendo hipotéticas. Si la demanda de gas natural continuara creciendo de la forma actual, de los 3.4 miles de millones m^3 que se demandan actualmente, se espera que la demanda se incremente a más de 4.1 mil millones de m^3 al 2035⁴⁹. Una de las técnicas de extracción que se considera adecuada consiste en despresurizar la capa de hidratos para desestabilizarlo y separarlo, para así poder extraer gas natural. Esta y otras técnicas de explotación siguen siendo experimentales, por lo que se siguen desarrollando otras técnicas alternativas dado que con la despresurización se tiene que invertir cantidades muy grandes de energía, (Bouffaron and Perrigault, 2013). Algunos de los factores que determinarán el éxito de la extracción de hidratos de metano es el costo de extracción con respecto al del gas natural convencional, la disponibilidad del gas natural en el futuro, y desde luego, la demanda del mismo, si se puede reducir el costo de extracción de los hidratos de tal forma que compita con el costo de extracción del gas natural, entonces habría posibilidades de que los hidratos prosperen como combustible. Al día de hoy no hay prospecto de una reducción del uso de gas natural, lo que en principio, ocasionaría una demanda inmediata para los hidratos.

2.5.9 Mapeo

Se presentaron aquí algunas de las consecuencias de no tomar acciones en contra del cambio climático así como algunos de los umbrales más importantes, por lo que solo faltaría preguntar ¿en qué dirección vamos? es decir, ¿ha habido avances en la contención de las emisiones? La respuesta corta es, no ha habido los suficientes avances. De acuerdo con el *Emissions Gap Report 2019*, las emisiones de gases de efecto invernadero continuarán aumentando a pesar de los compromisos hechos por 200 naciones, para ser exactos, el reporte establece que "las naciones colectivamente fallaron en contener las emisiones globales, lo cual quiere decir que es necesario relizar cortes más profundos y rápidos", (United Nations, 2019). Este reporte fue emitido casi de forma simultánea al informe de la *World Meteorological Organization*, el cual confirma que las emisiones antropogénicas de CO₂ no han dejado de aumentar desde 1760, lo cual ya se sabía, sin embargo, lo relevante aquí es que, a pesar de los intentos en los recientes años de contener las emisiones por parte de varios países, estas se han incrementado y posiblemente se deban implementar estrategias más agresivas,

⁴⁹McKinsey. "Global Gas and LNG Outlook to 2035". *McKinsey and Company*. 2019. Available at: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-gas-and-lng-outlook-to-2035> Accessed, May 2020.

(World Meteorological Organization, 2019). Las circunstancias antes mencionadas nos llevan a mapear en términos de este proyecto en los siguientes postulados:

- Los planes actuales (*Business As Usual* o *BAU*) no han sido suficientes, en términos de los compromisos firmados por México, BaU implica una implementación del 50% de fuentes generadoras limpias al 2050.
- Posiblemente sea necesario revisar la factibilidad de ir más allá en términos de la implementación de fuentes renovables, y revisar qué sistemas serían necesarios adicionar al *grid* para que sea confiable y superar la potencial intermitencia. Concretamente, se pretende revisar la posibilidad de implementar el escenario *Deep Decarbonization*, que para este trabajo constituye restringir el modelo a utilizar el 75% de fuentes limpias al 2050.
- Dado que se tiene en consideración la posibilidad de subir fuertemente la cantidad de generación limpia en la matriz, valdría la pena revisar qué tanto más se gana de ir al escenario extremo y revisar que tan factible es lo que internacionalmente se denomina *Net Zero*, y se refiere a restringir el modelo a implementar el 100% de generación limpia al año 2050.
- De no tomar acción, solamente el derretimiento del permafrost y de la tundra podrían soltar entre 130-150 Gigatoneladas de CO₂e, que es tanto como las emisiones actuales de Estados Unidos de América, y se estarían liberando todos los años hasta el 2100, por consecuente, a continuación se revisarán aspectos de factibilidad de las energías renovables.

2.6 Potencial de las Energías Renovables en México.

Cuando se realizaron las simulaciones de escenarios que se mostrarán al final de este proyecto, una de las principales prioridades era revisar la posibilidad de superar las metas de energías limpias al año 2050. Parte del reto a superar cuando se considera una alta penetración de energías renovables es mitigar el problema de la intermitencia. Lo anterior nos lleva primeramente a revisar si la cantidad de energía que se puede cosechar en estas fuentes renovables en México es suficiente para abastecer la totalidad de la demanda, es decir, se debe revisar si existe la disponibilidad de corrientes de viento e irradiación solar en el país en la escala que se requiere para abastecer la demanda al año 2050. Si esto fuera posible, entonces el segundo problema es revisar las opciones para mitigar, y en su caso eliminar, el problema de la intermitencia que caracteriza a estas centrales. Este y otros problemas serán atendidos en los apartados siguientes.

De acuerdo con (Secretaría de Energía, 2018d), el consumo bruto de energía eléctrica del SEN para 2017 fue de 309,727 GWh, para el año siguiente se incrementó a 318, 236 GWh, (Secretaría de Energía, 2019b), es decir, creció a una tasa de 2.7%, de hecho, en los escenarios de planeación que se consideran para el

SIN, la tasa alta es de 3.5%, para el escenario de planeación (intermedio) es de 3%, y para el escenario de crecimiento bajo es de 2.7%. Aún si la tasa de crecimiento real excediera la tasa más grande y se tuviera una tasa de crecimiento del 4% anual hasta el año 2050, al finalizar el periodo se tendría un consumo de 1,116,391 GWh anual, ¿existirá alguna forma de que las energías renovables satisfagan una parte importante de esta demanda?

La primer respuesta que se dará es una parcial, y es un sí. De acuerdo con (IRENA, 2015), solamente la energía solar que se podría cosechar México es de 6,500,000 GWh, como lo muestra la siguiente tabla, es decir, esta fuente por si sola podría satisfacer la demanda total al año 2050, pues considerando una eficiencia de los paneles solares fotovoltaicos de 21% se tendría una generación neta de 1,365,000 GWh; aún si se considerara una eficiencia baja de los paneles, de tan solo 18%, se tendría una generación neta de 1,170,000 GWh, la cual es ligeramente mayor a los 1,116,391 GWh que en principio se demandarán para el 2050. Adicionalmente, la generación fotovoltaica podría ser combinada con eólica, geotérmica, hidroeléctrica y centrales térmicas que incorporen captura de carbón y almacenamiento para llegar a una generación más diversificada, estable y limpia.

Es menester mencionar que existe una discrepancia en la tabla de IRENA, pues la Asociación Mexicana de la Energía Eólica (AMDEE) argumenta que México tiene un potencial de 71GW, no de 50GW⁵⁰, en cualquier caso, se debe de contemplar la cantidad de GWh. Esta tarea se realiza con la estimación promedio de las horas de carga completa (*Full-Load hours* o FLHs) las cuales, fueron obtenidas mediante acceso a la información pública federal; se tienen 26 regiones, la suma del promedio de las FLHs es de 67,280 horas, tomando el valor mínimo de generación de 50GW se obtiene un total de 3,364,000 GWh al año, esta cantidad ya es la cifra final de generación, es decir, ya tiene en cuenta el factor de eficiencia de la energía eólica. Pero aún si se considera un valor sumamente inferior de generación, como 30GW, el valor total de generación es de 2,018,403 GWh, el cual es muy superior a la demanda esperada total de México al año 2050, consecuentemente, en principio y salvo abordar los aspectos inherentes a las energías renovables, como su intermitencia, lo cual se realizará más adelante con métodos de flexibilidad del sistema eléctrico, ambos tipos de generación por si solos podrían abastecer en su totalidad los requerimientos eléctricos del país.

Algunas de las ventajas de las energías renovables son el que estas no se van a terminar, al menos no en una cantidad de tiempo comparable con el tiempo que posiblemente tiene de vida la explotación de los combustibles fósiles. De donde, comenzar a diversificar la matriz eléctrica ayudaría a prolongar la disponibilidad de combustibles fósiles para futuras generaciones, en particular, el petróleo se podría utilizar como

⁵⁰Energypedia. "Mexico Energy Situation". *Energypedia*. 2019. Available at: https://energypedia.info/wiki/Mexico_Energysituation Accessed, Feb 2020.

Tecnología Renovable	Capacidad Posible (MW)	Generación Posible (GWh/año)	Capacidad Instalada
Geotérmica	7,422	52,013	823
Hidro	5,630	4,504	21,038
Eólica	50,000	3,364,000	1899
Solar PV	5,000,000	6,500,000	66

Table 2.3: Potencial de Fuentes Renovables.
Fuente: (IRENA, 2015)

energético o para otros usos como la elaboración de plásticos, equipo médico, fibras textiles, etc. Adicionalmente, los costos de mantenimiento y operación del grueso de las energías renovables es menor que el de las centrales de combustibles fósiles, en parte, esto se debe a que las centrales de renovables no requieren de algún combustible, sea carbón, gas natural, combustóleo etc, solamente tienen el costo de operación y mantenimiento.

Por otro lado, algunas centrales térmicas necesitan primero calentar sus calderas antes de llegar a la temperatura necesaria de generación, lo cual implica un costo, y al terminar su periodo en las que el despachador las asignó para generar, existe un costo por apagar la caldera, pues esta ha de reducir la temperatura lentamente, lo cual también implica consumo de combustible, es decir, para estas centrales, al menos se tiene costo de encendido, de apagado compra y transporte de combustible, y estos costos no existen en las centrales eólicas o solares fotovoltaicas. Comparativamente, en estas últimas el costo de mantenimiento es por ejemplo, limpiar los paneles solares, adicionar lubricante a los aerogeneradores, revisar el engranaje etc, los cuales a pesar de no ser costos triviales, son mucho menores que los costos industriales de centrales basadas en combustibles fósiles.

Un ventaja adicional es que las energías renovables suelen tener costos marginales más bajos, pues no existe costo significativo adicional por dejar los paneles solares capturando energía una hora más, o por dejar a los aerogeneradores girando una hora adicional. Como una cantidad importante de los despachadores de mercados mayoristas alrededor del mundo asigna centrales comenzando por aquellas cuyos costos marginales sean los menores, las energías renovables tienen mejores posibilidades de ser despachadas y por consiguiente, están en mejor posición de ser más rentables⁵¹.

Para los sistemas en los que el precio final al consumidor (al menudeo) no esta basado en tarifas fijas sino en tarifas basadas en el costo marginal, se tiene que los precios más bajos se consiguen cuando existe una fuerte implementación de centrales de energías renovables. Por otro lado, el impacto ambiental

⁵¹Thoubborn, Kerry. "Advantages and Disadvantages of Renewable Energy". *Energy Sage*. 2018. Available at: <https://news.energysage.com/advantages-and-disadvantages-of-renewable-energy/> Accessed, Jan 2020.

es significativamente menor utilizando este tipo de tecnologías, lo cual beneficia la calidad del aire de las comunidades locales y globalmente, contribuye en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

Otra ventaja se refiere a que muchos países no han sido bendecidos con la posesión de fuertes reservas minerales que se puedan utilizar como combustibles, de donde, estos países han de comprarlos en los usualmente volátiles mercados internacionales. Tal es el caso de México, que compra gas natural de Estados Unidos para sus centrales eléctricas e incluso también tiene que comprar gasolina del medio oriente. Es bien sabido que bajo la administración del presidente Trump, México no tiene la mejor relación con Estados Unidos, por ende, si este país quisiera poner presión a México lo podría lograr limitando la venta de gas natural, lo que afectaría no menos del 35% de la generación total de energía eléctrica, principalmente al norte y en el bajío del país que es donde se encuentra el grueso de la capacidad manufacturera e industrial, por ende, mudar parte de la generación hacia tecnologías renovables aporta una mayor independencia energética siempre y cuando se trate el tema de la intermitencia, lo cual se realizará más adelante.

Por otro lado, nunca se ha afirmado en este trabajo que la tecnología renovable sea perfecta o totalmente limpia. Para comenzar, la elaboración de tanto las centrales eólicas como de las fotovoltaicas implican un consumo energético que genera emisiones de gases de efecto invernadero, por ejemplo, el acero utilizado en las torres así como en las hélices debe de pasar por el mismo proceso contaminante con el que se hace una camioneta SUV, y el proceso de extracción de los minerales para elaborar los paneles solares no necesariamente es limpio. Sin embargo, las centrales de combustibles fósiles también utilizan acero, cemento, concreto, etc, es decir, en la elaboración de ambos tipos de plantas, tanto de energías renovables como de combustibles fósiles, debe de recurrir a prácticas contaminantes.

La diferencia radica en que, una vez que se hace esta inversión o este gasto potencialmente contaminante que implica la construcción de ambos tipos de centrales, las centrales basadas en combustibles fósiles comienzan a generar GEI en cantidades abismales a lo largo de todo su periodo de operación, en tanto este no es el caso con las centrales renovables, pues básicamente las emisiones para este tipo de centrales vienen del remplazo del lubricante de los aerogeneradores, del combustible fósil que implica el transporte de los trabajadores al lugar de las centrales, de la limpieza de los paneles eléctricos, etc. es decir, una vez construidas tienen costos ambientales sumamente bajos. En contraparte, los contaminantes de las centrales de combustibles fósiles vienen del transporte del combustible a la central y del quemar tal combustible, este último es lo que genera gigantescas emisiones de gases de efecto invernadero que son en cantidad, ordenes de magnitud más grandes que las emisiones asociadas a la construcción y mantenimiento de centrales renovables.

Dado que en México la generación potencial de las centrales eólicas es enorme, tanto como para abastecer la demanda total de energía eléctrica, se pasará a revisar primeramente el potencial de la energía solar y

posteriormente el de la eólica.

2.6.1 Energía Solar

México posee una ubicación geográfica privilegiada para establecer zonas de energías renovables, en particular, de energía solar. México se ubica en el denominado *cinturón solar* ubicado entre los 15 °N y 35 °N, es decir, muy cerca del ecuador, de hecho, diversas zonas del país tienen una radiación de más de 5 KWh por metro cuadrado al día, que es de las más altas del mundo, (Schagen-Mendoza, 2018). Como ya se mencionó, la irradiación solar es cercana a los 6,500,000 GWh al año, de acuerdo con (IRENA, 2015), lo que en principio permitiría abastecer la demanda total al año 2050 tomando en consideración una eficiencia del 18% de los paneles solares.

Como lo muestra la Figur 2.6, una parte importante de la región central del país, así como Chihuahua, Sonora, Baja California, Durango, Zacatecas y partes de Puebla tienen un enorme potencial. Incluso el plan oficial de adición y reemplazo del 2018 contempla adicionar 11.5 GW en tan solo dos años, estipulan una tasa de crecimiento de fotovoltaica y termosolar de 21.6 al año 2032, para pasar a generar 18,732 GWh, (Secretaría de Energía, 2018d).

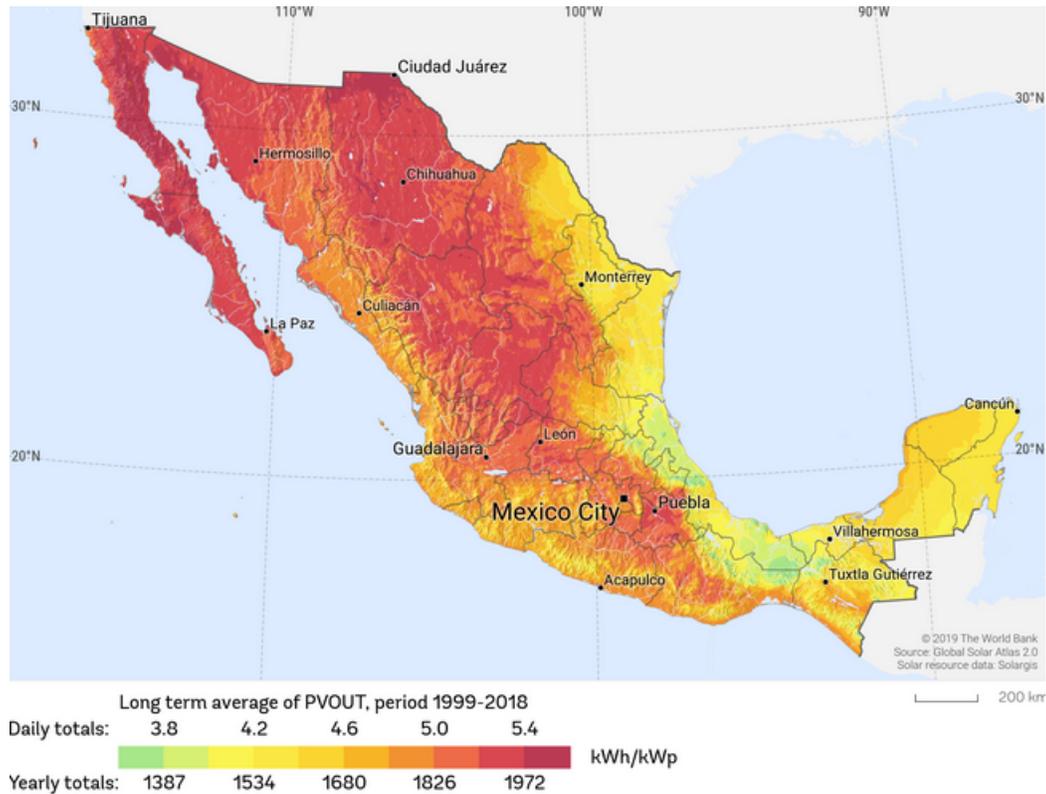


Figure 2.6: Regiones de irradiación solar en México
Source: World Bank, Global Solar Atlas
Available at: <https://globalsolaratlas.info/download/mexico>

Un punto importante asociado a la generación solar se refiere a que en los días nublados la generación tendería a caer. Sin embargo, la nubosidad puede ser anticipada con varias horas, incluso hasta días, lo cual permite hacer un adecuado despacho de generación que mitigue la intermitencia. Adicionalmente, estas tecnologías tienen costos de mantenimiento y marginales sumamente bajos, lo que es una ventaja competitiva para lograr que sean despachadas con mayor frecuencia. Por el otro lado, en cuanto a las desventajas, la generación es estacional, necesitan grandes extensiones para ubicar la central, y si después de su vida útil no se desechan apropiadamente, pueden producir desechos tóxicos, sin embargo, cuidando estos detalles, la generación solar podría ser genuinamente limpia, (Kadar, 2014).

2.6.2 Energía Eólica

En México existen 5 regiones con fuerte potencial eólico: El Istmo de Tehuantepec, Baja California, Zona costera del Golfo de México, Zonas Norte y Centro de la Península de Yucatán, (Schagen-Mendoza, 2018). Incluso en el escenario oficial de la Secretaría de Energía, se estipula adicionar 107 centrales nuevas con casi 15 GW de capacidad nueva hasta el año 2032, (Secretaría de Energía, 2018d). Esta tecnología tiene un muy bajo costo de mantenimiento, así como un costo marginal muy bajo, tienen un rango de costo inicial mediano, y tiene muy pocos materiales residuales, ya que una parte importante del acero y el resto de las aleaciones con las que se elabora pueden ser reutilizados. Por otro lado, podrían existir externalidades ambientales en el lugar de instalación de los aerogeneradores que, aunque esta posibilidad se fundamenta en evidencia todavía muy débil, tiene que ser escuchada con la finalidad de no ocasionar confrontaciones con las comunidades en donde estos proyectos serán implementados, (Kadar, 2014).

De acuerdo con (IRENA, 2015), la generación en tierra (*onshore*) se localiza principalmente en el Istmo de Tehuantepec, Tamaulipas y Baja California. El potencial teórico es de entre 50 y 70 GW; de ser 50, se podrían llegar a generar de la siguiente forma:

Capacidad (GW)	Factor de Capacidad Promedio (%)
20	35%
10	27%
20	20%

Table 2.4: Distribución del Factor de Capacidad Promedio
Fuente: (IRENA, 2015)

Finalmente, como se dijo al inicio de la sección, la respuesta a la pregunta referente a si las energías renovables podrán satisfacer la demanda total de México al año 2050 es parcial. Por un lado, la generación posible sí es mayor a la demanda estimada. Sin embargo, la generación de las fuentes renovables no es continua, por ejemplo, para el caso de la solar fotovoltaica las horas de mayor captación (*full-load hours*)

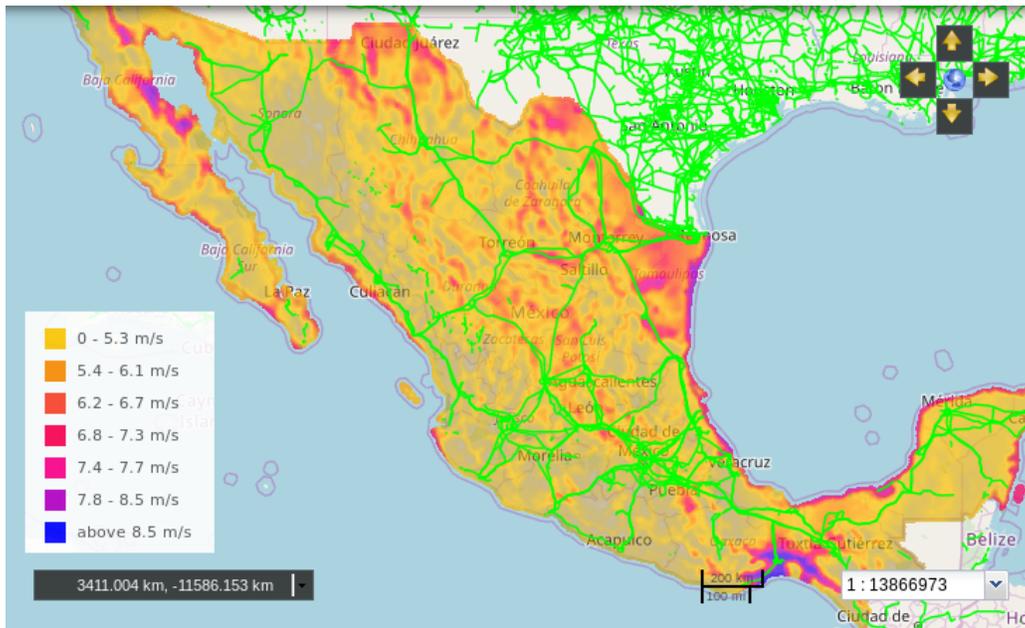


Figure 2.7: Regiones de potencial eólico en México
 Source: IRENA, Wind Atlas of Mexico
 Available at: <https://irena.masdar.ac.ae/gallery/map/619>

están entre las 10:00 a las 14:00, aunque esto varía de acuerdo a la ubicación geográfica así como de la temporada del año, esto sin considerar que las condiciones climatológicas podrían ocasionar que no existan corrientes de viento por varios días. Lo anterior es un problema considerable para la implementación masiva de este tipo de tecnologías lo que nos llevaría a preguntarnos si es realmente factible considerarlas en la planificación del sistema eléctrico a un horizonte de tiempo tan lejano, y la respuesta es un categórico sí. El punto es que la intermitencia puede ser mitigada y compensada con una serie de mecanismos y mediante un diseño adecuado tanto de los mercados como del mismo sistema eléctrico. Los elementos que le dan confiabilidad y continuidad al sistema se presentan en la siguiente sección.

2.6.3 Mapeo

Uno de los primeros pasos en la determinación de la factibilidad para implementar una matriz eléctrica con una alta penetración de renovables está resuelto, es decir, el paso es determinar si existe la irradiación solar y las corrientes de viento necesarias para generar la electricidad suficiente para abastecer la demanda al año 2050, a lo que podemos contestar de forma afirmativa. Resta entonces resolver los problemas técnicos que se asocian a las energías renovables.

2.7 Métodos para Incrementar la Flexibilidad del Sistema Eléctrico.

Se define Flexibilidad como "la capacidad del sistema de explotar todos los recursos para responder a cambios de demanda en la red", también puede ser definida como "la habilidad del sistema de ajustar la generación

y la demanda en respuesta a aberraciones intencionadas o no intencionadas”, (Akrami et al., 2019). Existen diversos enfoques desde los cuales abordar el tema, algunos se refieren a la infraestructura de flexibilidad, otros al mismo diseño del mercado y otros se centran en mejorar las técnicas de pronóstico del clima, particularmente esta última opción está relacionada con el uso de diferentes técnicas estadísticas, en algunos casos geoespaciales, que han resultado ser invaluable.

El término Intermitencia se refiere a la energía eléctrica que no está continuamente disponible debido a factores externos que no pueden ser controlados⁵². La intermitencia tiene al menos dos características: variabilidad e incertidumbre. La variabilidad puede ser representada por la desviación estándar, que es un promedio ponderado de las variaciones respecto de la media, pero la falta de certeza es no saber en que momento llegará la intermitencia, de esta forma, un sistema completo debería de atender los dos problemas⁵³.

Una de las razones por las que se incluyó esta sección en la tesis surgió de la incógnita para evaluar la veracidad de la afirmación del director de la CFE, Manuel Bartlett, quien comentó que las energías solares y eólicas son caras pues necesitan respaldo de centrales de generación convencional las cuales deben de estar *rodando* todo el tiempo a pesar de que estas centrales no hayan sido asignadas⁵⁴. Esta afirmación no necesariamente es cierta, pues existen diversas formas de pronosticar el clima en horizontes de tiempo cortos que son altamente efectivos y en general, existen una miriada de métodos que le dan flexibilidad al sistema, lo cual, hace innecesario tener las centrales convencionales ”rodando” todo el tiempo.

Aunado a lo anterior, existen diversos esquemas asociados al diseño de mercado como los servicios conexos que ayudan a mitigar dicha intermitencia. Particularmente, las reservas rodantes y operativas los cuales son Servicios Conexos que los consumidores deben de adquirir forzosamente en el mercado eléctrico de forma proporcional a su consumo eléctrico. Este es un producto asociado en el que básicamente se paga a los generadores por tener una cantidad de su capacidad de generación disponible para una emergencia, haciendo que siempre haya capacidad de reserva que los compradores de electricidad pagan a precio de mercado, es decir, aquellos que ofrecen la reservas no están perdiendo dinero (incluyendo a la CFE), pues al tener esta capacidad en reserva, se les está remunerando y por consecuente, no es verdad la afirmación del director Bartlett respecto a que la CFE esté subsidiando este tipo de energías al mantener sus centrales de energías convencionales de respaldo.

⁵²Hananina, Jordan. Stenhouse, Kailyn. Donev, Jason. ”Intermittent Electricity”. *Energy Education*. 2017. Available: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Intermittent_electricity Accessed, Feb 2020

⁵³Un tercer problema es el cómo las fuentes intermitentes son capaces de mantener la frecuencia, pues es complicado que aumenten su generación en un momento en el tiempo, así que tendrán que existir otros sistemas adicionales, como de almacenamiento.

⁵⁴Aguirre, Samedi. ”El Sabueso: ¿La Energía Solar y Eólica son más Caras, como dijo Bartlett?”. *Animal Político*. Oct 17, 2019. Available at: <https://www.animalpolitico.com/elsabueso/energia-solar-eolica-caras-bartlett/> Accessed, Mar 2020.

Primero que nada, las preguntas a abordar en esta sección son, ¿para qué se quiere un sistema flexible? es decir, ¿qué ventajas tiene la flexibilidad? Una respuesta preliminar y a grandes rasgos es que permite lo siguiente:

- Alta penetración de energías renovables, las cuales tienen costos marginales menores, lo cual suele redundar en un menor precio final de la energía.
- Facilita el balanceo entre oferta y demanda.
- Reduce o elimina los precios negativos cuando se implementan sistemas de almacenamiento masivo.
- Reduce la volatilidad de los precios, en parte, al reducir la congestión.
- Dan resiliencia y confiabilidad al sistema.
- Reducción de emisiones de Gases de Efecto Invernadero.
- Si el sistema está correctamente regulado, redundará en una reducción del precio al usuario final.
- Reduce el *Curtailment* de las energías renovables.

Estas ventajas traen como resultado un sistema eléctrico más barato, confiable, limpio y uno que aporta seguridad energética en el sentido de reducir e incluso eliminar la dependencia de combustibles fósiles comprados al extranjero, además de eliminar la intermitencia de las renovables. Muchas de estas ventajas dependen de la localización geográfica donde se quiera implementar dicho sistema, pero como se dijo anteriormente, México está bendecido geográficamente en términos de tener amplia disponibilidad de regiones con alta irradiación solar y con regiones de viento a velocidades óptimas para aerogeneradores, (Akrami et al., 2019). Claramente estas son ventajas inigualables, de donde, tiene total sentido estudiar la posibilidad de que el sistema eléctrico mexicano tenga un amplio grado de flexibilidad. Algunos métodos probados para darle flexibilidad al sistema que han sido efectivos y asequibles en diversas regiones del mundo son los siguientes:

- Pronóstico Intradía.
- Demanda Controlable (Reactiva).
- Diversificación Geográfica.
- Almacenamiento de Energía.
- Flexibilidad por Mercados.

Los primeros dos elementos atienden el problema de la variabilidad, el tercero y el cuarto atienden el problema de la intermitencia, aunque propiamente, la diversificación también reduce la intermitencia. A continuación se presentan las características más relevantes de cada uno de estos sistemas.

2.7.1 Pronóstico Intradía

En el campo de la meteorología existen los pronósticos dinámicos (numéricos), los estadísticos y los sinópticos. Típicamente (aunque no necesariamente) los dinámicos tienden a ser de muy corto plazo, los estadísticos de corto a mediano-largo y los sinópticos que dependen esencialmente del juicio del investigador y tienden a abarcar áreas grandes. Algunos de los modelos numéricos son a muy corto plazo, de escasas tres horas, de tal forma que al proceso de pronóstico a corto plazo se le denomina *Nowcasting* y dado que son muy precisos, son utilizados por la industria eléctrica para revisar la factibilidad para que las centrales eléctricas cumplan con una asignación, (Kozak et al., 2019). Asimismo, en adición a los modelos numéricos los modelos basados en Aprendizaje de máquina e Inteligencia Artificial tienen cada vez más que aportar, es común ya encontrar que los modelos basados en redes neuronales o árboles son más usados dado que su nivel de exactitud es más alto que los modelos convencionales de series de tiempo; ejemplo de dichos modelos son los Keras, Extreme Gradient Boosted Trees, DSMPF, aquellos basados en aprendizaje profundo como DLWP. El resultado son pronósticos más exactos, que siguen los movimientos reales, que pueden ser reentrenados con los datos más recientes o con aquellos de un periodo en particular lo que los hace más adaptables al cambiante entorno, (Bochenek and Ustrnul, 2022), (Ren et al., 2020).

Una de las mejores formas de realizar pronósticos con una certeza razonable es mediante pronósticos numéricos los cuales pueden combinarse mediante métodos estadísticos y geoespaciales. En un horizonte de tiempo intradía se entiende en esencia el día en adelante (DA) y hora en adelante (HA) pues es el horizonte de tiempo en que una gran parte de los *pools* hacen las asignaciones, aunque cabe destacar que otros horizontes de tiempo más cortos también son posibles, como escala de tiempo de 5 minutos. Los pronósticos meteorológicos a una escala de tiempo tan corta como menos de tres horas e incluso seis, son tan certeros que fácilmente pueden evitar que se tengan centrales convencionales de respaldo. De acuerdo con (Pelland et al., 2014), algunas de las técnicas son:

1. Stochastic Learning: Funciona en periodos de tiempo de entre dos a tres horas. Dado que los periodos de pronóstico son tan cortos tienen una exactitud amplia. Identifican patrones en datos y el supuesto es que los valores futuros en cuestión (velocidad del viento / irradiación solar) puede ser predicha entrenando algoritmos con patrones históricos. En el caso de modelación del viento y a manera de ejemplo, el modelo de (Genton and Xhu, 2012) para la predicción de viento se enfoca en un periodo de tiempo corto de la velocidad del viento, no en la generación total de electricidad. Modelos típicos para hacer este trabajo son de tipo ARIMA, así que con la finalidad de probar otras posibilidades, los autores prueban modelos espacio-temporales, los cuales mejoraron notablemente la capacidad de pronóstico lo que hace más asequible la utilización de aerogeneradores. Este hallazgo no necesariamente se puede generalizar a todas las áreas del mundo, pues hay circunstancias donde no hay relación entre

las zonas aledañas a los aerogeneradores que influyan en el viento. Sin embargo, cuando sí fue el caso, estos modelos tuvieron un desempeño notablemente superior a los ARIMA. Lo que se intenta aseverar en este punto es que, las técnicas estadísticas actuales ya son suficientemente maduras para aportar pronósticos a corto plazo con bastante confiabilidad. Por otro lado, este es un campo de estudio que crece todos los días ya que alrededor del mundo se está intentando incluir mayores porciones de energías renovables, y por ello, existen cuantiosas inversiones en Investigación y Desarrollo, (Vinay and Hombalialah, 2021).

2. Whole Sky Imagery: Se usa para pronosticar de 10 a 30 minutos en adelante usando procesamiento de imágenes además de técnicas rastreo y formación de nubes, de tal forma que la irradiación se pronostica cuando un algoritmo rastreó zonas donde las nubes se están disipando o están viajando a zonas lejanas. Este tipo de análisis suele ser muy preciso en términos de la estructura de las nubes y su movimiento, (Urquhart et al., 2013) .
3. GOES Imagery: Se refiere a imágenes de satélites geoestacionarios y su metodología es similar al método anterior, se diferencia en que aquí, se prefiere imágenes en infrarojo aunque la imagen como tal puede ser procesada para identificación, modelado y predicción, (Bao et al., 2022).
4. Numerical Forecasting: Es posiblemente la forma predominante de modelar el clima y existen una cantidad muy grande de técnicas para lograrlo, como asimilación de datos, cuantificación de la incerteza, y ensambles de modelos, entre otros, (Pu and Kalnay, 2018).

A continuación se muestran las características más relevantes de cada modelo.

Técnica	Resolución Espacial	Máximo Horizonte de Pronóstico	Aplicación
Stochastic Learning	Local (mts)	minutos	Baseline
Whole Sky Imagery	10-100m	10s de minutos	Rampas, Regulación
GOES Imagery	1km	5 hrs	Load Following
Numerical Prediction	2-50 km	10 días	Compromiso Unitario, Predicción Regional de Potencia

Table 2.5: Técnicas de Pronóstico Intradía.
Fuente: (Pelland et al., 2014)

En suma, estas técnicas aportan pronósticos confiables a muy corto plazo, pero lo suficientemente largo para realizar el despacho necesario en caso de que las condiciones climatológicas no sean las adecuadas sin la necesidad de tener las centrales rodando.

2.7.2 Demanda Controlable (Reactiva)

La Comisión Reguladora de Energía la define como "la demanda que los usuarios finales o sus representantes ofrecen reducir en un momento determinado - por instrucciones de CENACE- con el fin de mantener la Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional", (CRE, 2015a). Sin embargo, este concepto es mucho más amplio de lo que considera la CRE y abarca más categorías, de hecho, visto con mayor generalidad se puede entender como un mecanismo que tiene la finalidad de igualar la oferta con la demanda por medio de incentivos a los consumidores y control automático de consumo. La *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) en los Estados Unidos define Demanda Reactiva como "cambios en el uso de la electricidad por elementos de la demanda de sus patrones normales de consumo en respuesta a cambios en el precio de la electricidad en el tiempo, o a incentivar pagos diseñados para inducir un uso menor de la electricidad en momentos de precios de mercado altos al mayorero o cuando la confiabilidad del sistema está comprometida"⁵⁵.

Asimismo, para la FERC la idea de demanda controlable es tan importante que incluso, bajo la instrucción del congreso, en 2010 comenzaron a delinear un plan estratégico para implementar esta idea en el mediano plazo, cuando la penetración de las energías renovables sea más amplia. Nótese que incluso en tal año, cuando el desarrollo tecnológico no era tan alto como al 2020, se pudo avanzar en varios frentes relevantes de entre los que destacan, la delimitación de actividades y responsabilidades, el establecimiento de canales de comunicación, y el establecimiento de los requerimientos técnicos, (FERC, 2010). Nótese que gran parte del potencial de este programa depende de la inteligencia artificial y de los sistemas IoT, mientras más avancen estas dos áreas mayor será la posibilidad de interconexión y de respuesta inmediata de la demanda ante eventualidades de la oferta, de hecho, cuando los sistemas desde la generación eléctrica hasta el consumidor final tienen un alto grado de automatización y comunicación es que se les conoce como *smart grids*.

La primera forma de demanda reactiva se refiere a la participación de los consumidores reduciendo su demanda eléctrica cuando la demanda general crece de forma súbita e inesperada. Cuando los generadores esperan que haya un incremento de demanda tal vez debido a que el pronóstico del tiempo estipula un incremento de temperatura al día siguiente, o debido a que habrá algún evento importante, como la final de un campeonato mundial, se le denomina un evento de *Demanda Reactiva*. Este tipo de eventos también puede darse por mantenimiento de líneas de transmisión o de centrales generadoras⁵⁶. Cuando un evento de demanda reactiva ocurre, los generadores crean incentivos y penalizaciones al consumo eléctrico, (Albadi and El-Saadany, 2007).

⁵⁵FERC. "Reports on Demand Response Advanced Metering". *Federal Energy Regulatory Commission*. Dec 11, 2019. Available at: <https://www.ferc.gov/industries/electric/indus-act/demand-response/dem-res-adv-metering.asp> Accessed, Dec 2019.

⁵⁶Lurie, Yoav. "What is Demand Response?". *Uplight*. June 18, 2015. Available at: <https://uplight.com/blog/what-is-demand-response/> Accessed, Dec 2019

La demanda reactiva también puede darse en forma de programas, por ejemplo, en Estados Unidos cuando una compañía generadora anticipa un aumento de la demanda, envía mensajes a sus clientes pidiéndoles tener consideración con el uso de la electricidad en el horario del evento. Esta estrategia usualmente actúa en conjunto con un programa de recompensas y multas para los clientes. Existe una variedad de programas como "*Time of Use, Critical Peak Pricing, Extreme Day CPP, Extreme Day Pricing y Real Time Pricing*". La diferencia de los programas con el caso inicial es que en el primero, el evento demanda reactiva es súbito y no esperado, en tanto en el segundo, son eventos planeados. Este tipo de programas es más eficiente cuando el evento demanda reactiva es no esperado, pues es entonces que el generador tiene que avisar en tiempo real a los consumidores de los incentivos a reducir el uso de la electricidad, lo cual supone una forma constante de comunicación entre los clientes y el generador, (Albadi and Saadany, 2008).

Una segunda forma de demanda reactiva involucra la tecnología y el Internet de las Cosas, (*Internet of Things*). En esta modalidad, cuando se detecta un posible pico de demanda sea súbito o anticipado, la compañía generadora automáticamente envía la petición de reducir la demanda a todas las entidades conectadas, por ejemplo, luces de estacionamientos, luces de oficinas que no se estén utilizando, eliminar aire acondicionado en cuartos donde no hay personas, apagar electrodomésticos en casa, etc. En este caso, la instrucción y ejecución de la orden se da de forma automática, los electrodomésticos, las oficinas y edificios inteligentes responden también de forma automática y se estipula que habrá incentivos monetarios a quienes deseen participar en este tipo de programas, (Boiarkin et al., 2020). En términos más generales, cuando el despachador central tiene acceso al IoT de agentes como personas, pero también tiene acceso a infraestructura de empresas y de instalaciones gubernamentales, y cuando el despachador monitorea, analiza y controla parte de la demanda entonces se dice que se tiene una red inteligente (*Smart Grid*), de la que ya se habló previamente.

2.7.3 Diversificación Geográfica

La premisa es muy simple, si todos los sitios de generación de energías renovables de un mismo tipo están aglomerados en un mismo sitio, entonces, potencialmente la falta de generación de uno, en realidad será la falta de generación de todas las centrales adyacentes pues las afecta el mismo sistema climático. Por ejemplo, si se aglomera una cantidad importante de generadores solares en una zona geográfica, y si en cierta temporada, digamos dos o tres días, hubiera nubosidad extrema, entonces por este periodo de tiempo la generación solar se interrumpirá. De donde, en principio debería tener sentido colocar paneles en diferentes zonas geográficas, preferentemente alejadas unas de otras con la finalidad de compensar la generación de aquellas que no pueden. En principio y a un nivel muy alto, existen dos enfoques de diversificación geográfica, un enfoque de portafolio y otro que cae en el reino de la estadística espacial y geoestadística.

En esencia, cualquier tipo de diversificación geográfica suele mejorar la confiabilidad del sistema y tiene un impacto más grande cuando la interconexión de la red de transmisión y distribución es grande, cuando las líneas entre nodos tienen mejor capacidad de porteo, y cuando la extensión geográfica entre las centrales es importante (escala sinóptica). Concretamente, algunos de los beneficios de la diversificación geográfica son las siguientes: (Drake and Hubacek, 2007) establecen que se pueden hacer reducciones de hasta 36% de la variabilidad de la generación eólica realizando una correcta distribución espacial, en parte, esta reducción se debe a la baja correlación de los sitios donde se ubica cada central generadora, de tal forma que, para que los coeficientes de asociación sean pequeños es menester que se localicen suficientemente lejos para que, idealmente, cada central de generación dependa de sistemas climáticos diferentes; beneficio que es confirmado por (Degeilh and Singh, 2011). De la misma manera, (Baghsorkhi, 2009) encuentra que dependiendo el nivel de penetración de generación intermitente, las mejoras en términos del factor de capacidad necesario están en un rango del 2% al 4% para una bajan penetración y hasta un 10% para una penetración de hasta el 40%. Por otro lado, en términos de la capacidad firme que se recomienda tener en un sistema eléctrico con la finalidad de mitigar intermitencia ante un fuerte advenimiento de renovables, al respecto, (Bucksteeg, 2019) encuentra que la capacidad firme puede ser reducida cuando se aplica diversificación geográfica, en el caso de Alemania se pudo ahorrar 2GW.

Dado lo anterior, valdría la pena revisar la posibilidad de que la energía eólica pueda aportar la suficiente energía como para comportarse como carga base, lo cual podría lograrse conectando centrales en diferentes ubicaciones. Al respecto, (Kahn, 1979) encuentra que cuando se incrementa el número de locaciones conectadas de 2 a 13, la correlación baja de 0.49 a 0.25. Sin embargo, a velocidades del viento bajas, el duplicar la cantidad de centrales mejoró la disponibilidad en apenas 14%, lo que en principio indica que para conformar un sistema eólico de carga base se podría requerir un arreglo grande, aunque esto dependerá de las condiciones climatológicas de cada país. Por su parte, (Archer and Jacobson, 2007) encuentran que es posible incorporar un 33% de energía eólica y un máximo de 47% mediante granjas interconectadas. Más importante, el interconectar centrales eléctricas lleva a una situación en donde, al menos una tercera parte de la electricidad generada puede ser usada como carga base y el resto puede ser enviada a sistemas de almacenamiento. Asimismo, el autor confirma lo encontrado con (Kahn, 1979), en tanto el incrementar la cantidad de centrales eléctricas a partir de un cierto umbral, no necesariamente mejora sustancialmente la disponibilidad de electricidad. Esto mismo tiene un gran parecido con la Teoría Moderna de Portafolios, la cual establece que existe un riesgo no diversificable, es decir, aún si se agregan activos financieros al portafolio más allá de un umbral, el riesgo disminuirá solo marginalmente o bien no disminuirá, (Mangram, 2013).

Asimismo, (Milligan and Factor, 2000) se centran en encontrar el *capacity credit* de energía eólica, es decir, la capacidad firme que sirva como carga base para el caso de Iowa utilizando algoritmos genéticos.

Un primer hallazgo es que la distribución geográfica es mejor aprovechada en zonas donde el viento tiene velocidad de 7.2 m/s o mayores. Un segundo hallazgo es que, para sitios geográficamente dispersos, el arreglo completo tendrá un factor de capacidad del 40% y una capacidad de crédito del 30% del equivalente de una central de ciclo combinado de gas. Más específicamente, (Jacobson, 2012) resume los hallazgos de su revisión bibliográfica en donde la relación más importante es que a mayor distancia entre centrales generadoras, menor correlación.

Distancia (km)	Correlación (1hr promedio)	Escala de Tiempo (MW)	Beneficio del Sistema
1	0.9	seg-min	Control de voltage
10	0.9	min-10m	Regulación
100	0.7	1 hr	Regulación y reservas operativas
500	0.35-0.7	horas	Operativas, pronóstico y despacho
1,000	0.1-0.5	horas	Operativas, pronóstico y despacho
2,000	0.0001	horas	Pronóstico, despacho y confiabilidad

Table 2.6: Relación de correlación, distancia y beneficios.
Fuente: (Jacobson, 2012)

Como se puede apreciar, los datos de la Tabla 2.6 están en línea con los del resto de los autores y aportan una visión de los beneficios de la diversificación geográfica. Lo más importante es que empíricamente, esta técnica por sí sola puede reducir la intermitencia a un punto en que la generación sea considerada carga base. En principio, dada la extensión geográfica de México y la diversidad de zonas de generación de renovables, es factible diversificar geográficamente la red en distancias grandes, tanto como para llegar a los segundos niveles de correlación más baja en la Tabla 2.6. En la práctica, realizar una buena diversificación no es fácil, y no necesariamente es barato. A menudo, en un país como México su posición y extensión geográficas permitirían hacer una diversificación excelsa. Sin embargo, actualmente la red de Transmisión y Distribución tiene ya problemas importantes para transportar la electricidad en ciertas áreas dada la enorme congestión, en particular, en la región del Istmo de Tehuantepec que es en donde se habría estipulado ya la posibilidad de colocar generadores renovables⁵⁷.

En principio, bajo las condiciones adecuadas, es posible diversificar la red de tal forma que la varianza de la generación de una fuente, como por ejemplo del viento, sea menor que la varianza de la demanda, pero como se dijo anteriormente, esta tarea no es fácil y no necesariamente es barata⁵⁸. Dada la información anterior, las referencias consultadas confirman que es posible incorporar altas porciones de energías renovables utilizando únicamente diversificación geográfica, aunque claramente esta técnica deberá de usarse en tandem con otras metodologías de flexibilización del sistema eléctrico para lograr la diversificación final. Las

⁵⁷Sin embargo, hay incertidumbre con respecto a la consolidación de estos proyectos de generación y transmisión que se establecieron durante la administración del presidente anterior, Peña Nieto.

⁵⁸Konrad, Tom. "Why Geographic Diversification Smooths Wind Power". *Renewable Energy World*. April 13, 2011. Available at: <https://www.renewableenergyworld.com/2011/04/13/why-geographic-diversification-smooths-wind-power/> Accessed, Jan 2020

referencias confirman que es viable incorporar porciones de entre 30% al 47% de eólica, lo cual en principio haría factible pensar que si se incorporan otras técnicas e infraestructura como Demanda Reactiva y Almacenamiento, se podría incrementar la Capacidad de Crédito de energía proveniente de fuentes renovables. Por último, a manera de trabajo futuro, el grueso de estos trabajos solo revisaron la asociación utilizando el coeficiente de correlación, pero otras alternativas pueden ser la Teoría de Valores Extremos, Cópulas y Estadística Espacio-Temporal, pues estas se centran en distribuciones asimétricas, sesgadas y utilizan coeficientes de asociación más robustos que una simple correlación de Spearman. En suma, la geodiversificación reduce la variabilidad de la generación, mejora el factor de capacidad y reduce la capacidad firme necesaria.

En cuanto a la visión de portafolio, se pueden utilizar modelos financieros tipo Markowitz. En este esquema, la varianza es la medida común de la volatilidad o variación de uno o más activos financieros. El principio de diversificación establece que, cuando muchos activos se incorporan en un portafolio, los activos que pierden valor son compensados por otros activos que incrementan su valor. Si la diversificación es apropiada, el riesgo de todo el portafolio se reducirá. En principio, mientras más activos se agreguen al portafolio, la varianza del portafolio se reducirá. En la práctica esto solo es parcialmente cierto, ya que existe el riesgo no diversificable, así que, conforme se agregan más activos a un portafolio, pasando un umbral, el riesgo se reducirá solamente de forma marginal. El riesgo no diversificable, se refiere a riesgos inherentes a los que en principio, todos los activos financieros están expuestos, por ejemplo, la crisis del SARS-COV-2 ha hecho patente que incluso algunas farmacéuticas han pasado malos ratos, dado que estas empresas deberían de beneficiarse por la crisis, es decir, el riesgo no diversificable se refiere a riesgos que sin importar la cantidad de activos financieros que se agreguen y sin importar el entorno económico, van a estar presentes en menor o mayor medida y van a influir el rendimiento del portafolio. En mercados de capitales, el umbral típicamente está entre 25 a 30 activos financieros⁵⁹, más de esa cantidad de activos no suele reducir demasiado el riesgo.

Adicionalmente, el efecto de la diversificación será menor o nulo si los activos que se agregan tienen la misma volatilidad y se mueven en la misma dirección, no habrá reducción del riesgo. La implicación de las anteriores afirmaciones es que se debe diversificar geográficamente para reducir el riesgo tanto como sea posible, es decir, hasta llegar al tope del umbral y, utilizar técnicas complementarias como almacenamiento de energía, pronósticos etc, con la finalidad de asegurar la confiabilidad del sistema, (Roques et al., 2010). En contraste, si no todos los activos se mueven en la misma dirección (seleccionando activos de diferentes industrias, por ejemplo) y si los activos tienen volatilidades distintas, se tiene que, el incrementar la cantidad de activos sí suele traducirse en una mejora de la Frontera Eficiente así como en una reducción del riesgo. En esencia, el principio se puede asociar con la conocida frase "no pongas todos los huevos en una sola canasta",

⁵⁹Segal, Troy. "Diversification". *Investopedia*. May 6, 2020.
Available at: <https://www.investopedia.com/terms/d/diversification.asp> Accessed, Jul 2020.

(Mangram, 2013).

En este contexto, (Hu et al., 2019) realizan un modelo de portafolio para el caso de China, en donde en términos de este trabajo, encuentran dos aspectos muy relevantes. El primero es que, al menos para China, la generación eólica y la solar son complementarias, de donde, tiene sentido invertir en ambas para mejorar la diversificación. En segundo lugar, si se le pone un límite a la cantidad de generación intermitente al modelo de diversificación el portafolio resultante tiene peores rendimiento-volatilidad que los portafolios sin restricción. De forma similar, (Novacheck and Johnson, 2017) encuentran para el *pool* de MISO, en Estados Unidos, que es posible obtener una reducción en la variación de las rampas⁶⁰ del 50%; asimismo, la diversificación logró reducir el porcentaje de energía eólica que se debe de dejar de producir cuando el viento tiene velocidad alta, el denominado *curtailment*. En suma, por cualquiera de los dos caminos de diversificación se logran reducciones de la volatilidad y de la intermitencia de generación, con la salvedad de que estos beneficios dependen de la extensión de la región en cuestión, de la geografía, y de la capacidad de interconexión.

2.7.4 Almacenamiento de Energía.

El almacenamiento de energía podría parecer un tema todavía lejano dada la tecnología y recursos actuales. Sin embargo, existe una cantidad importante de métodos de almacenamiento masivo diferentes a las baterías, el grueso de los cuales ya han pasado la fase experimental y ya están disponibles al mercado, a pesar de que se continua realizando investigación para mejorarlos y hacerlos más asequibles. Ultimadamente, la implementación masiva de estos sistemas dependerá de los beneficios que aporten al sistema eléctrico entre los que destaca el costo de almacenamiento y la posibilidad de arbitraje. Asimismo, los sistemas de almacenamiento no están cortos de invaluable bondades que hacen al sistema eléctrico más confiable, amigable con el ambiente y considerablemente más barato. Particularmente, de acuerdo con (INEEL, 2018) y con (EnerAB, 2016), los beneficios que aporta el almacenamiento de energía son los siguientes:

- **Resiliencia y Confiabilidad:** Aún teniendo una baja o nula penetración de renovables, cualquier sistema eléctrico es susceptible de fallas y de ser presa de eventos externos que lo afecten, un ejemplo son las tormentas solares (tormentas geomagnéticas) las cuales no solo dañarían la red sino potencialmente a las centrales generadoras⁶¹, (Weiss and Weiss, 2019). Adicionalmente, las centrales eléctricas pueden y de hecho han sido objetivos de ciberataques en Estados Unidos así como en otras jurisdicciones europeas. En términos de confiabilidad, tiene mucho más sentido implementar sistemas de almacenamiento

⁶⁰Los eventos de rampa se entienden como variaciones súbitas de generación, de esta forma, el que la ocurrencia de las rampas decrezca implica una reducción en la variabilidad general de la serie

⁶¹Anderson, Mark. "Here are the U.S. Regions Most Vulnerable to Solar Storms". *IEEE Spectrum*. Apr 24, 2020. Available at: <https://spectrum.ieee.org/energywise/energy/the-smarter-grid/us-regions-most-vulnerable-solar-storms> Accessed, May 2020.

para minimizar las consecuencias de este tipo de ataques cuando se dan contra las centrales generadoras⁶². Sea cual sea la amenaza para las centrales generadoras, los sistemas de almacenamiento tienen cada vez mayor capacidad, al punto en que las centrales de hidrógeno, por ejemplo, podrían almacenar electricidad para meses. Si la interrupción no se da por un ciberataque sino por simples intermitencias climáticas y el sistema depende en gran medida de generación intermitente, el almacenamiento puede abastecer el remanente aún para una región de alto consumo,(Nalamati, 2021). Por las razones anteriores, un sistema eléctrico confiable y resiliente debe de incluir alguna forma de almacenamiento. Por ultimo, se desea enfatizar que los sistemas de almacenamiento permiten sin mayor complicación una alta penetración de energías renovables dado que podrían eliminar por completo el problema de la intermitencia si la escala del sistema de almacenamiento es importante. Por consiguiente, no es cierta la afirmación del CENACE cuando el organismo comentó que un sistema confiable requiere forzosamente de centrales de combustibles fósiles⁶³.

- **Integración de Fuentes Renovables:** Como ya se ha mencionado en repetidas ocasiones, este es un beneficio natural de los sistemas de almacenamiento de electricidad. Más aún, podría darse el caso de una mayor generación de la requerida en un intervalo de tiempo, por ejemplo, una parte de las horas de carga completa de las centrales fotovoltaicas abarcan el intervalo de las 10:00 a las 14:00. Sin embargo, podría ocurrir que en ese intervalo la demanda sea menor a la cantidad generada, en ausencia de sistemas de almacenamiento masivo, el tener exceso de electricidad en el sistema en un momento donde la demanda es menor, podría llevar a reducir el precio de la electricidad en ese periodo de tiempo, y por tanto, el margen de beneficio de los participantes también se reduciría. En contraste, con sistemas de almacenamiento, todos los problemas mencionados son abatidos pues el sistema aporta electricidad cuando las renovables no generan y almacenan el excedente cuando la demanda es menor. Adicionalmente, es menester notar que un sistema de almacenamiento guarda electricidad de cualquier fuente, no solo de las renovables, de tal forma que cuando hay un error de pronóstico y se está generando con centrales de combustibles fósiles más electricidad de la requerida, en vez de mandarse a la red o de apagar centrales, lo cual también tiene un costo, la energía sobrante se puede almacenar para ser consumida posteriormente en momentos de escasez.
- **Reducir congestión:** El almacenamiento reduce la congestión en tanto no es necesario transportar la electricidad desde regiones distantes de la red a la zona de consumo, sino solamente desde el sistema de almacenamiento siempre y cuando este sistema sea co-localizado⁶⁴, (Reutter, 2016).

⁶²Barret, Brian. "Security News This Week: An Unprecedented Cyberattack Hit US Power Utilities". *Wired*. Jul. 9, 2019. Available at: : <https://www.wired.com/story/power-grid-cyberattack-facebook-phone-numbers-security-news/> Accessed, May, 2020.

⁶³CENACE. "Garantizada la Operación del sistema Eléctrico Nacional". *Centro Nacional de Control de Energía*. Comunicado de Prensa 01/2020. May 16, 2020.

Available at: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/95569> Accessed, Jun 2020.

⁶⁴Co-localizado se refiere a ubicar el sistema de almacenamiento cerca de los centros de carga. La idea es similar a la de Generación Distribuida, en tanto se evita construir grandes centrales en ciertos lugares para favorecer centrales de menor tamaño

- **Velocidad de respuesta:** Varios sistemas de almacenamiento pueden ir de 100% negativo (carga) a 100% positivo (descarga) hasta en 100 ms, es decir, tiene factores de desempeño de entre el 91-100% lo cual es 33% superior a las unidades rápidas como turbinas de gas, lo que las hace susceptibles de ser consideradas como centrales de pico o abastecedoras de reservas de corto plazo. Adicionalmente, en servicios de regulación, el almacenamiento de energía tiene la ventaja de que cada MW almacenado aporta el mismo valor que 1.72 MW de una hidroeléctrica o que 2.7 MW que una turbina de gas, (Denholm and Margolis, 2018), (CEC, 2021).
- **Eliminación de operación fuera de mérito:** Cuando se ha realizado el despacho y alguna unidad no puede cumplir, y las reservas no son suficientes, el despachador debe de llamar alguna unidad extra fuera del despacho ya programado las cuales, por lo general, debe de pagar a precios altos. En CAISO⁶⁵, usualmente se pagan precios muy altos por el despacho de emergencia pues es común llamar a centrales de gas si es que las hidroeléctricas están saturadas, de donde, si existieran sistemas de almacenamiento, se evitaría quemar este extra de combustible, se evitaría la emisión de contaminantes, y potencialmente el precio de este despacho a central de almacenamiento sería menor que uno a una central de turbogás. Además, como estos despachos son rápidos y, por tanto, se requiere respuesta rápida, las únicas centrales convencionales capaces de responder son las más caras, dado que las centrales de almacenamiento tienen capacidad de respuesta rápida podrían suplir a las centrales convencionales a un costo menor. Por último, como no se tendría que incurrir en costos extraordinarios de generación de emergencia, el costo de generación total tenderá a ser más bajo.
- **Eliminación de costos de arranque / detención:** Algunas centrales incurren en costos de arranque y de apagado que se adicionan al precio que se cobra por la generación, este se eliminaría en los espacios en los que se asigne el uso de almacenamiento.
- **Redespacho:** En varios países se exige a los generadores tener una cantidad de capacidad en reserva por si otros generadores (basados o no en renovables) no pudieran responder a sus compromisos. En México, esta reserva se les paga a los generadores pero no necesariamente es así en otros países. Si se instauran mecanismos de almacenamiento masivo, estas unidades no tendrían que mantener capacidad ociosa, sin uso, pues la podrían vender a precio de mercado.
- **Reducción de emisiones:** Dado que el sistema de almacenamiento está pensado principalmente para guardar energía excedente de renovables (aunque en realidad podría almacenar de cualquier central que lo requiera), se puede pensar que el sistema de almacenamiento despacha la energía limpia que fue almacenada en este, sin que se tenga que recurrir a una central costosa y contaminante como turbogás. En ciertos casos, la reducción de emisiones es de hasta 90%, pero en otros, es de tan solo el 54% para

cercanas a los consumidores finales.

⁶⁵Es el sistema eléctrico regional que cubre principalmente el estado de California en los Estados Unidos.

un estudio en los Estados Unidos, (Arbabzadeh et al., 2019). Por otro lado, se debe de admitir que los porcentajes de mejora varían notablemente entre regiones y entre las fuentes consultadas, a tal punto que incluso se cuestiona si hay un beneficio real o no, es decir, se cuestiona si incluso las emisiones aumentan cuando la energía almacenada no necesariamente proviene de renovables, (Pimm et al., 2021). Sin embargo, hay pocas dudas de que mientras más barato sea el costo de almacenamiento, menores emisiones de GEI habrán bajo condiciones normales de la red, (Linn and Jhah-Shyang, 2016)

- **Regulación de Frecuencia, Seguimiento de Carga y Demanda de Pico:** Estos son rubros obvios que los sistemas de almacenamiento fácilmente pueden abordar dado que suelen tener capacidad de rampa alta y dado que las unidades de almacenamiento pueden mantenerse siempre sincronizadas, incluso si no han sido asignadas, lo que aporta respuesta inmediata. Adicionalmente, como esta energía está disponible al despachador en cualquier momento, se tiene un aumento de la potencia firme. De hecho, el almacenamiento aporta hasta 5 veces más capacidad que una turbina de gas. Como ya se dijo, regulación de frecuencia se refiere a mantener una frecuencia a 60Hz pues de otra forma se arriesga a dañar los equipos de la red de transmisión y distribución o aquellos de los centros de carga. El sistema de almacenamiento ayuda aportando electricidad cuando la frecuencia es baja o absorbiendo el excedente cuando la frecuencia está por encima del umbral. De la misma forma, en el rubro de seguimiento de carga, cuando la demanda es mayor a la pronosticada, en lugar de llamar plantas de respuesta rápida, se puede optar por la energía almacenada que en principio es más barata que la generada por centrales de turbogás o similares(DoE, 2019).
- **Evita la volatilidad de precios de combustibles:** Como una parte importante de la energía almacenada proviene de renovables, y estas tecnologías no dependen de los precios internacionales de combustible, entonces, el precio podría tener cierta fijeza en términos de no depender de la volatilidad foránea. Asimismo, al tener un sistema de almacenamiento la capacidad de mandar o absorber energía, podría si así lo desea, mantener el precio (por medio de balancear la oferta) dentro de rangos preestablecidos, (Lee et al., 2022), es decir, de hecho sí tiene la capacidad de darle estabilidad a los precios sobre todo si el sistema de almacenamiento tiene una capacidad grande.
- **Reducción del *Curtailment*:** Para la energía eólica, cuando el viento sopla a una alta velocidad y por consecuente, hay demasiada electricidad en el sistema al punto en que la energía de los aerogeneradores está sobrando, se suele aplicar frenos a las hélices para reducir su generación, a esto se le denomina *Curtailment*. Si se tiene un sistema de almacenamiento, no habría necesidad de incurrir en estas prácticas pues dicho exceso se almacena, (Arbabzadeh et al., 2019).
- **Arbitraje:** La electricidad almacenada puede ser vendida en momentos donde su precio es más alto, lo cual mejora el margen de beneficio de los participantes. En si misma, la posibilidad de arbitraje

constituye un incentivo al establecimiento de centrales de almacenamiento, pues de hecho, se han creado modelos de programación entera así como otros con factores estocásticos para maximizar dicho arbitraje, (Penaranda et al., 2021), aunque esta posibilidad y el alcance del mismo deberá estar regulado por las autoridades con la finalidad de evitar comportamiento abusivo⁶⁶.

Entrando pues formalmente en el tema de almacenamiento, de acuerdo con (Lin and Wu, 2017), una forma de clasificar estos sistemas es la siguiente:

Sistema / Categoría	Mecánico	Electromecánico	Eléctrico	Termo-Químico
1	Hidro-Bombeo	Baterías Recargables	Supercapacitor	Hidrógeno
2	Aire Comprimido	Baterías de Flujo		Sales Derretidas
3	Flywheels			

Table 2.7: Métodos de Almacenamiento Masivo

Algunos de los métodos más utilizados por su costo y por el hecho de que son tecnologías probadas son Hydro-Pumping, Compressed Air, Molten Salt y Hydrogen Storage, a continuación se presenta los más relevantes.

2.7.4.1 Hidro-Bombeo

También se le denomina *Pumped Hydro Storage*, la idea es en realidad bastante sencilla aunque muy ingeniosa. Se almacena electricidad en la forma de energía potencial gravitacional que posee el agua, ¿cómo se hace? se necesita tener un reservorio a una altura A y otro a una altura B, ambos deben de estar conectados y en donde la altura de A debe de ser mayor que la de B ($A > B$), de tal forma que el agua fluye desde A hacia B, no sin antes pasar por un sistema de generación hidroeléctrica. El agua que está en B es entonces bombeada de regreso hacia A con la energía excedente del sistema, como lo muestra la Figura 2.8. Es entonces que en este sentido se puede decir que la electricidad se almacena, de hecho, en sentido estricto, la energía se almacena primeramente como energía potencial cuando está ya en la posición A, si se permite que el agua fluya al reservorio inferior, su energía potencial se convierte en cinética, la cual se captura para realizar trabajo, (Rehman et al., 2015). El almacenamiento no necesariamente está restringido a las renovables, sino que si hubiera energía de carga base o intermedia en exceso en el sistema, esta también podría ser almacenada, (Arabkoohsar and Nami, 2020).

El punto es que, el bombeo desde B hacia A implica un consumo eléctrico enorme, pero es aquí donde las renovables juegan su papel. Como las fuentes de generación renovables son tecnologías intermitentes y además, como es el caso de la energía solar, las horas de carga completa *full-load* no necesariamente coinci-

⁶⁶Los detalles de como funcionaría este mecanismo están todavía por ser determinados, dado que al momento de realización de este trabajo no existe en México un marco legal de almacenamiento de electricidad.

den con las horas de mayor demanda del sistema eléctrico, lo que se hace es usar la energía sobrante para bombear el agua hacia A, y entonces el generador produce electricidad conforme la demanda del sistema lo solicite. Adicionalmente, como las hidroeléctricas tienen capacidad de rampa muy alta, estas mismas pueden servir como centrales que abastezcan demanda de pico, (Lohani and Blakers, 2021),(Cheng et al., 2019).

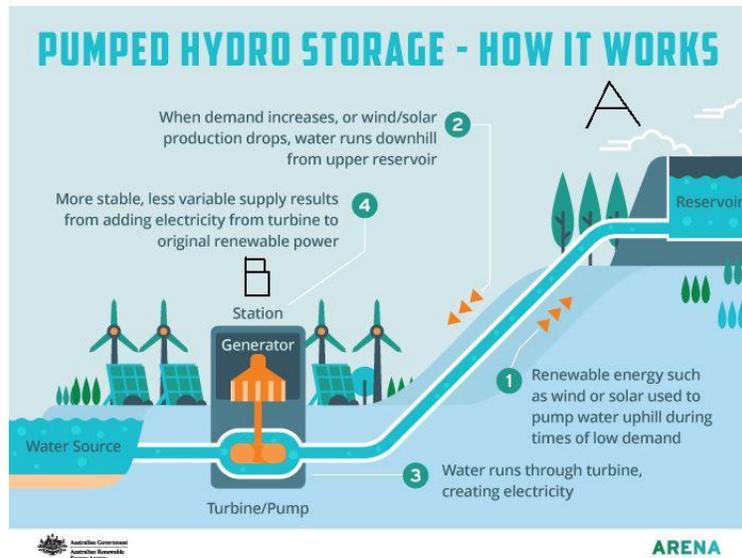


Figure 2.8: Hydro Almacenamiento.

Fuente: Australian Renewable Energy Agency.

Available at: <https://arena.gov.au/projects/atlas-pumped-hydro-energy-storage/>

Como comentario al margen, los terrenos topográficos donde se han de instalar dichas centrales necesitan algunas características especiales para que se construya un vaso tanque de almacenamiento en la parte superior y posiblemente otro en la parte inferior. Dependiendo de la capacidad de almacenamiento, estos vasos no tienen que ser grandes, si están pensados para regulación diaria, entonces estos podrían ser relativamente pequeños, (Ramírez, 2014).

Este tipo de sistemas da flexibilidad a la red en general, sin importar si esta contiene una porción grande de energías renovables, y esto se debe a que, incluso si no hubiera renovables en lo absoluto, es común que existan errores en el pronóstico de demanda eléctrica, y por consecuencia, se llegue a generar más electricidad con centrales térmicas de la que se necesita. La red está diseñada para soportar una cantidad excedente de estas plantas y la electricidad excedente se pierde en la misma en forma de calor, pero sería más útil si esta energía se pudiera almacenar en vez de desperdiciarse o en vez de potencialmente dañar a la red en caso de haber oferta en exceso, de donde, el fin del almacenamiento de energía va más allá de procurar la fuerte entrada de energías renovables, (Vilanova et al., 2020).

De acuerdo con (Ramírez, 2014), el grueso de los proyectos hidroeléctricos planeados en México ya han

sido construidos, pero solo una cantidad pequeña de ellos tiene instalada centrales de hidro-almacenamiento. Una ventaja de este hecho, en términos de la implementación de mayores centrales de hidro-almacenamiento, es que el grueso de la infraestructura ya está construida, ya no hay que realizar tantos estudios de impacto ambiental o social, pues la planta de hidro-bombeo es solo una adición relativamente pequeña a las hidroeléctricas. En este caso, las mismas represas pueden servir como vaso superior y la salida, como vaso inferior. Los potenciales proyectos para el caso Mexicano son los siguientes, se especifica la potencia y la generación media, pero no está restringida a ésta, pues varios de éstos proyectos se podrían escalar a un tamaño mayor.

Proyecto	Lugar	Potencia (MW)	Generación Media Anual (GWh)
Ixtapango	Presa Colorines	350	510
Santa Bárbara	Santo Tomas de los Plátanos	310	450
Tingambato	Presa Pinzanes	475	693
Anémona Lagunillas Tepexic	Río Necaxa	920	1,344
Tenango II	Río Necaxa	790	152
Monterrey	Cerro del Topo	200	2922
Tecate	Río Colorado Mexicali Tijuana	300	630
Guadalajara	Cañón de Oblastos	N.D	N.D

Table 2.8: Proyectos revisados.
Fuente: (Ramírez, 2014)

Adicionalmente, de querer expandir considerablemente la capacidad de hidro-almacenamiento es posible hacerlo e investigar más locaciones, así como de hacer los vasos de almacenamiento más grandes. Por último, en términos de la administración presidencial que comenzó en 2018, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) afirma que las energías renovables necesitan el respaldo de generación convencional de la CFE, es decir, no están dando la posibilidad de reacondicionar sus hidroeléctricas para funcionar como almacenamiento, cuando posiblemente al menos algunas de estas centrales podrían tener dicha capacidad. El director Bartlett ha hecho énfasis en que la única forma de incluir generación renovable es utilizando el resto de la generación convencional de la CFE, lo que según él, resulta muy caro pues la CFE estaría subsidiando este tipo de energías⁶⁷. Esta afirmación no necesariamente es cierta, pues como ya se comentó, los generadores tienen que comprar un porcentaje de reservas por medio de Servicios Conexos, es decir, a la CFE y a todas las centrales que tengan reservas se les paga por ese servicio, no se subsidia.

Otro de los argumentos es que se debe de proveer al país de electricidad aún cuando la energía solar o la eólica no sean suficientes, es decir, si un día hubiera una nubosidad tal que mermara la generación solar en una

⁶⁷Energía a Debate. "CFE No Considera el Almacenamiento para Abatir Intermitencia". *Energía a Debate*. Nov 15, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/cfe-no-considera-el-almacenamiento-para-abatir-intermitencia/> Accessed, Dec 2019.

región, y si por coincidencia, tampoco hubiera generación eólica, el país debe de seguir teniendo electricidad, por ende no se puede confiar en las renovables⁶⁸. Sin embargo, este argumento tampoco es totalmente válido. La forma en como se evita este problema es teniendo plantas generadoras en regiones diversas del país, geodiversificando, e invirtiendo en la red de transmisión de tal forma que, si un día efectivamente no hay generación solar en una región y tampoco hay eólica, se pueda importar electricidad de otra región o bien de donde hay energía almacenada. La geodiversificación funciona dada la extensión territorial tan grande de México. De esta forma, si no se consideran las medidas para darle flexibilidad al sistema eléctrico, el advenimiento masivo de las energías renovables puede no ver la luz en el sexenio del mandatario López Obrador.

2.7.4.2 Almacenamiento como Aire Comprimido

En esta modalidad, la energía del sistema se usa para que, por medio de un compresor, se almacene aire a una presión alta en una cámara subterránea. Cuando se requiera utilizar la electricidad almacenada, este aire se libera en una turbina, (Breeze, 2018). La idea anterior está basada en que algunas turbinas de gas primeramente generan electricidad al hacer rotar una turbina quemando gas natural, pero este proceso produce un gas remanente a temperatura elevada (dióxido de carbono y otros compuestos), que se conducen por medio de un escape. Si este remanente se arroja a la atmósfera, se desperdicia una potencial fuente de energía. Típicamente se suele hacer pasar este remanente por otra turbina para generar más electricidad o distribuirlo como calefacción. Sin embargo, el remanente se podría pasar directamente al compresor de aire para almacenamiento. Nótese que este sistema de almacenamiento no necesariamente depende del gas remanente de la turbina para operar, pues si alguna otra central eléctrica tiene energía en exceso puede mandarla directamente al compresor, de donde, el almacenamiento por ésta tecnología es bastante flexible, (Yu et al., 2019).

Formalmente, de acuerdo a (Keeney, 2013), se entiende como sistema de almacenamiento de aire comprimido al proceso mediante el cual "se usa energía para comprimir aire el cual se almacena bajo presión. Cuando se necesita, el aire comprimido se expande, para extraer una porción de la energía que fue usada inicialmente durante la compresión"(4). Existen al menos tres formas de realizar lo anterior, la diabática, la adiabática y la adiabática avanzada. En la diabática se comprime, almacena, se genera combustión, se pasa por turbina y recuperador. En la Adiabática el proceso es, compresor, almacenamiento y turbina. Finalmente en la adiabática avanzada el proceso es compresor, almacenamiento, almacenamiento de energía térmica y turbina, (Elmegaard and Brix, 2011).

El primer mecanismo que surgió en operación fue el E.ON.Kraftwerk's en Huntorf, Alemania. Tiene una capacidad de 290 MW y almacena el aire en dos cavernas de sal. Toma cerca de 8 horas llenar las cavernas

⁶⁸Ibid.

a una tasa de 180 kg/seg lo cual puede generar electricidad por cerca de dos horas a su máxima capacidad. Una cuestión es que el aire se calienta cuando se comprime, de tal forma que, cuando se libera para generar electricidad, se tiene que adicionar gas natural para que el aire se expanda y la generación sea eficiente, aunque en el caso más sencillo, el simple aire comprimido podría mover la turbina, (Wang et al., 2017). Una forma común de implementarla es la adiabática, la cual retiene el calor que se genera en la compresión y luego lo utiliza en el momento de generación, tiene una eficiencia empírica cercana al 45% aunque teóricamente es del 100%⁶⁹, (Keeney, 2013).

La Figura 2.9 explica el ciclo completo, primero la energía sobrante se manda a la central de almacenamiento, el aire se comprime y almacena bajo tierra, cuando se necesita la energía almacenada, este aire se usa para girar una turbina junto con gas natural.

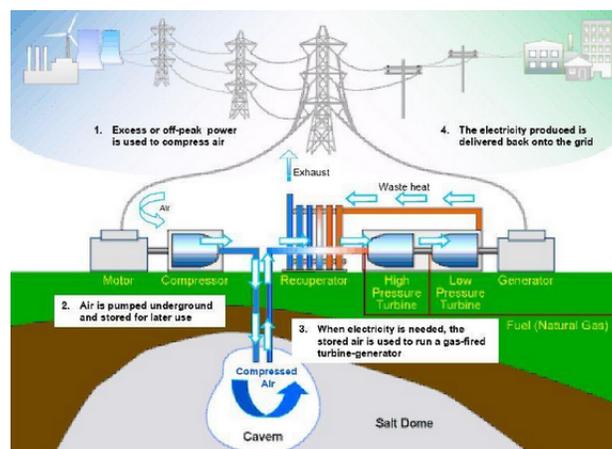


Figure 2.9: Almacenamiento de Aire Comprimido.

Fuente: Farzana, Yasmeen. "Techno Economical Analysis of Solid Oxide Iron-Air Redox Battery for Power Generation and Energy Storage". M.Sc. Diss. (University of South Carolina, 2016).

Available at: <https://www.researchgate.net/figure/Compressed-air-energy-storage-11fig2317283767> Accessed, Jan 2020

2.7.4.3 Flywheel

Por lo general se compone de una pieza giratoria de gran peso la cual necesita de una cantidad grande de energía para rotar y también para detenerse, es decir, tiene un momento angular grande, de tal forma que, mientras más rápido se le haga girar, mayor energía almacenará en forma de energía cinética, pero asimismo, será complicado y costoso hacerla girar rápido⁷⁰. La idea general es la siguiente: se adjunta un generador eléctrico a la rueda y cuando se le pasa electricidad se acelera; esta almacena energía como momento, cuando se quiere extraer la energía se deja que el momento de la rueda que esta girando mueva el generador, lo cual, reduce la velocidad de la rueda. La Figura 2.10 muestra la idea antes descrita. Como por lo general

⁶⁹The Greenage. "Compressed Air Storage". *The Green Age*. Date unavailable.

Available at: <https://www.thegreenage.co.uk/tech/compressed-air-energy-storage/> Accessed, Feb 2020

⁷⁰Thomas, Liji. "Flywheel Energy Storage - How Does it Work". *AZO Materials*. May 1, 2019.

Available at: <https://www.azom.com/article.aspx?ArticleID=17336> Accessed, Jan 2020.

se pone esta rueda en condiciones tan cercanas como se puede al vacío y de baja fricción, la rueda no pierde demasiada energía, salvo cuando se extrae energía⁷¹, (Bolund et al., 2007).

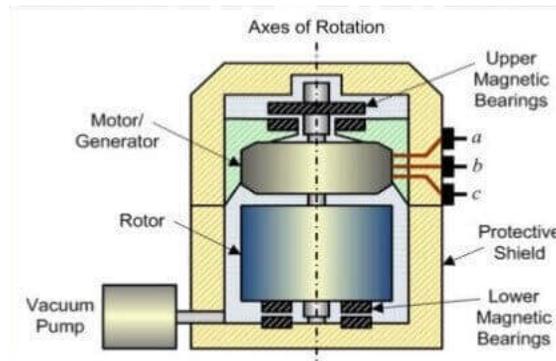


Figure 2.10: Flywheel.

Fuente: Ratna .”Flywheel as Energy Storage Device, Calculations and Rotor Requirements”. Date unavailable.

Available at: <https://electricalfundablog.com/flywheel-energy-storage-calculations-rotor/> Accessed, Jan 2020

Este sistema es una buena opción pero sigue teniendo inconvenientes, por ejemplo, no está claro que materiales deben de ser usados para la rueda principal, de igual manera, las condiciones que le dan libertad de giro a la rueda deben de ser mejoradas para ganar eficiencia, además de que suele ser necesario tener un generador adicional para cuando está en estado suspendido o estacionario. A pesar de esto, continua siendo una alternativa de almacenamiento que permite inyectar electricidad a la red en relativamente poco tiempo, la cual es durable y al menos hasta la fase actual de desarrollo, todavía no está disponible para almacenamiento a escala de sistema eléctrico grande, sino de uno relativamente pequeño, (Yulong et al., 2017).

2.7.4.4 Batería

A pesar de que esta alternativa todavía se cuestiona como viable para los niveles de almacenamiento que se requeriría a escala de distribución, se cree que eventualmente existirá la tecnología y factibilidad económica para implementar este tipo de proyectos. En términos técnicos, de acuerdo con (Ostergard, 2011), existen cuatro tipos de baterías de almacenamiento masivo, las de Sódio-Sulfuro, Ion de litio, Plomo-Ácido y Baterías de Flujo, los aspectos técnicos de cada uno de estos tipos de baterías se presentan en la tabla resumen al final del apartado.

Particularmente, las baterías de ion de litio tienen una alta eficiencia en viaje redondo, pueden soportar grandes cantidades de ciclos y tienen una alta densidad, (Chen et al., 2020). En particular tanto TESLA,

⁷¹Velkess. ”Low Cost, High Performance, Non-Toxic, Safe Energy Storage”. Velkess. Date unavailable. Available at: <http://www.velkess.com/flywheel.html> Accessed, Jan 2020.

como SIEMENS como GE, ya han hecho propuestas de este tipo de baterías, de hecho, GE asevera que la batería de escala industrial será posible en un tiempo no mayor a los tres años. Adicionalmente, no solo se habla en términos técnicos sino en términos financieros, el costo de almacenamiento se ha reducido a la mitad, y es posible que este siga reduciéndose a pasos gigantes⁷². Por su parte, TESLA ofrece ya su POWERPACK para nivelación de frecuencia de pico, respaldo de emergencia y respuesta de demanda. Actualmente, ya ha instalado baterías de hasta 7 MWh para abastecimiento de emergencia para el tren de Japón⁷³. Una de las propuestas más interesantes es la de Siemens, quienes buscan crear un sistema de almacenamiento de 2.3 GW. Esta puede parecer una cantidad pequeña, pero es al menos suficiente para satisfacer una parte de la demanda de pico de las 19:00 a las 22:00 que se muestra en la Figura 2.11 . Esta demanda es de las más caras que hay en el sistema, de donde, se podrían reducir los costos finales para el usuario.

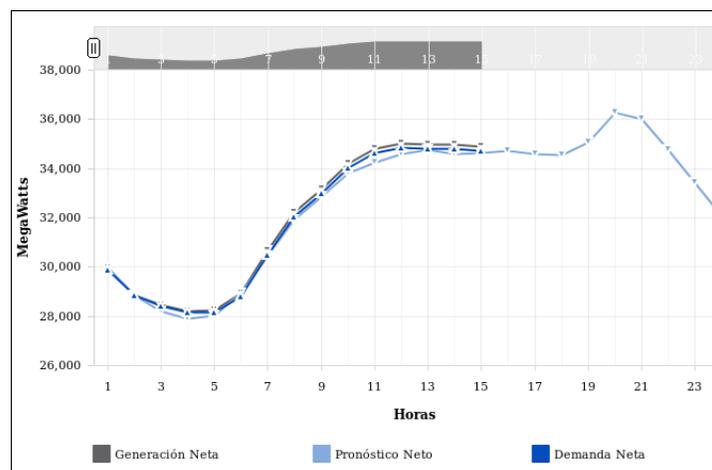


Figure 2.11: Demanda Eléctrica.

Fuente: CENACE.

Available at: <https://www.cenace.gob.mx/GraficaDemanda.aspx>

De acuerdo con (Chen et al., 2020), algunos de los retos más importantes para hacer de las baterías de ion de litio una solución factible técnica y económicamente se tiene que el costo de las mismas debe de reducirse; también se debe de crear un esquema de reciclado efectivo que minimice el impacto ambiental; revisar alternativas a compuesto de estas baterías (litio) con la finalidad de mejorar su desempeño, ciclos, densidad, etc; establecer cómo integrar este tipo de sistemas con las redes inteligentes, las cuales tendrán la capacidad de optimizar el desempeño de todos los recursos pertenecientes a la red eléctrica. Por otro lado, otro reto que atañe la adopción de este tipo de solución así como de casi cualquier innovación en el sector, es una batalla de relaciones públicas. De acuerdo con (Faunce et al., 2018) es común que las industrias que

⁷²García, Carol "Almacenar electricidad será posible en México: GE". *El Economista* Aug 23, 2017. Available at: <https://www.economista.com.mx/empresas/Almacenar-electricidad-sera-posible-en-Mexico-GE-20170824-0104.html> Accessed, Dec 2019.

⁷³Wesoff, Eric."Tesla Installs 7-Megawatt-Hour Battery for Emergency Power at a Japanese Railway". *Greentech Media*. Date unavailable. Disponible en <https://www.greentechmedia.com/articles/read/tesla-installs-largest-battery-asia-japanese-railwaygs.dnkpp5> Accessed, Dec 2019.

vayan a verse perjudicadas por una solución en particular (notablemente las relacionadas con combustibles fósiles), incurran en campañas de desinformación que las lleve a ganar tiempo e incluso a frenar por completo la adopción de una u otra tecnología.

Más aún, la Comisión Reguladora de Energía (CRE) en México está tomando esta comenzando a preparar la regulación correspondiente, ya que en la legislación actual existen puntos que se pueden mejorar. Se debe de crear una definición de Almacenamiento de Energía Eléctrico (AEE); Desarrollar metodología de contratación de servicios conexos; y desarrollar reglas de operación ⁷⁴.

2.7.4.5 Supercapacitor

También se le conoce como ultracapacitor o capacitor de doble capa. Este tipo de unidades se utiliza para almacenamiento de energía en grandes cantidades, está diseñado para satisfacer frecuentes ciclos de carga y descarga. Sin embargo, tienen una densidad de energía baja, por lo que no son la opción preferida. Por otro lado, esta tecnología tiene una vida útil de hasta 20 años y muestra un desgaste del 100% al 80% hasta después de los 10 años⁷⁵. Es todavía una tecnología en desarrollo, al igual que el grueso del resto de las tecnologías de almacenamiento masivo, y se cree que con la utilización de electrodos de grafeno podrá ser una opción competitiva. El dispositivo consiste de dos placas metálicas con carbón (poroso) activado que les da más espacio para almacenar carga y las placas están inmersas en un electrolito. Cuando se le aplica voltaje se producen dos cargas separadas, lo cual genera el flujo, (Uno, 2011).

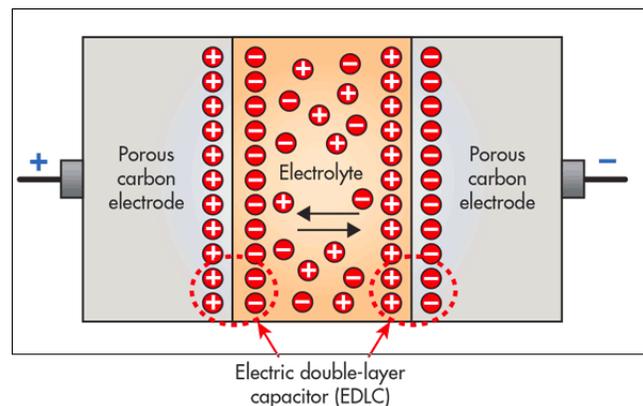


Figure 2.12: Supercapacitor

Fuente: Electronic Design.

Available at: <https://www.electronicdesign.com/power-management/article/21801779/can-supercapacitors-surpass-batteries-for-energy-storage>

⁷⁴Ramiro, Monserrat. and Delgado, Catalina. and Jiménez, Mariana. "Almacenamiento de Energía: Una Alternativa para Combatir el Cambio Climático". *Pulso Energético*. Oct, 1 2018.

Available at: <https://pulsoenergetico.org/almacenamiento-de-energia-una-alternativa-para-combatir-el-cambio-climatico/> Accessed, Dec 2019.

⁷⁵Guerra, Maria. "Can Supercapacitors Surpass Batteries for Energy Storage?". *Electronic Design*. 2016.

Available at: <https://www.electronicdesign.com/power-management/article/21801779/can-supercapacitors-surpass-batteries-for-energy-storage> Accessed, Feb 2020.

2.7.4.6 Almacenamiento en Hidrógeno

La idea general es que la energía eléctrica residual del sistema, se utilice para generar y almacenar hidrógeno, que a su vez, funcionará como combustible para generar electricidad cuando sea requerida. Uno de los principales beneficios de esta tecnología es que permite almacenamiento masivo de electricidad, tiene una duración de descarga muy alta, incluso de una estación entera (en contraste a las baterías químicas) pues puede generar electricidad a su potencia nominal tanto tiempo como exista hidrógeno disponible, por lo que tiene una capacidad de rampa alta, (Lazarou and Makridis, 2017). El hidrógeno es un carguero de energía, es decir, es el combustible que por medio de una reacción puede ser transformado en electricidad. Otra característica importante es la capacidad de energía que puede almacenar, esta es masiva, y puede ser desde 1 GWh hasta poco más de 1 TWh a nivel teórico, siendo esta tecnología la que mayor capacidad de almacenamiento tiene de entre las opciones consideradas. El proceso completo desde creación de hidrógeno, almacenamiento y generación de electricidad en ocasiones se le denomina *Reversible Fuel-Cell*. En la actualidad existen sistemas ya probados que almacenan electricidad para la marina estadounidense, uno de ellos desarrollado por Boeing tiene la capacidad de escalar a nivel comercial⁷⁶. Por otro lado, parte de los retos con esta tecnología es cómo hacerlo económicamente viable. Para lograrlo, debería tener múltiples fuentes de ingreso, como servicios auxiliares (conexos), abastecimiento de hidrógeno para vehículos eléctricos, abastecimiento de materias primas para refinerías, producción de amoníaco y otros procesos industriales, (Melania and Eichman, 2015).

El primer paso es ¿cómo generar hidrógeno? una forma de producirlo es mediante Gas Natural utilizando vapor a alta temperatura, al proceso se le denomina reformación de vapor de metano es el que utiliza el 95% de los generadores de hidrógeno en los Estados Unidos al 2014. Otro proceso se le denomina oxidación parcial, el cual produce hidrógeno quemando metano, (DOE, 2014). Dado que en el caso del mercado eléctrico se tendría electricidad en exceso pues proviene de la energía no consumida generada principalmente de las renovables y como además se intenta que el sistema eléctrico sea tan limpio como sea posible no se utilizarían los procesos anteriores, lo que se sugiere es utilizar electrólisis. En este proceso, se utiliza la electricidad excedente de la red para separa el agua en hidrógeno y oxígeno dentro de un electrolizador, el cual posee un ánodo y un cátodo separados por un electrolito. Existen al menos tres materiales con los que se desarrollan los electrolitos⁷⁷, (Ali, 2019)

- Polímeros (plástico): El agua reacciona en el ánodo para formar oxígeno e iones positivamente cargados

⁷⁶Boeing Defense. "Boeing Delivers Reversible Fuel Cell-based Energy Storage System to the U.S. Navy". *Boeing Defense*. Feb 8, 2016. Available at:<https://boeing.mediaroom.com/2016-02-08-Boeing-Delivers-Reversible-Fuel-Cell-based-Energy-Storage-System-to-U-S-Navy> Accessed, Feb 2020.

⁷⁷DOE. "Hydrogen Production: Electrolysis". *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, The U.S. Department of Energy*. Date unavailable. Available at:<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis> Accessed, Feb 2020.

(protones), los electrones se mandan por un circuito externo, los iones de hidrógeno forman gas de hidrógeno.

- Alkalinos: Utilizan el transporte de iones de hidróxido los cuales se mueven a través del electrolito desde el cátodo al ánodo generando hidrógeno en el cátodo. Existen dos estados del electrolito, sólido y líquido, de los cuales el último estado (solución alcalina de hidróxido de sodio o potasio) ha funcionado bien a nivel comercial y se estudia la forma de hacerlo en estado sólido.
- Óxido sólido: Utilizan un material cerámico sólido como electrolito. El proceso consiste en pasar agua por el cátodo donde se combina con electrones del circuito externo (aquel que transporta la energía excedente de la red eléctrica) para formar gas de hidrógeno e iones de oxígeno con carga negativa, los cuales pasan por la cerámica donde reaccionan en el ánodo para formar gas de oxígeno y generar electrones para el circuito externo.

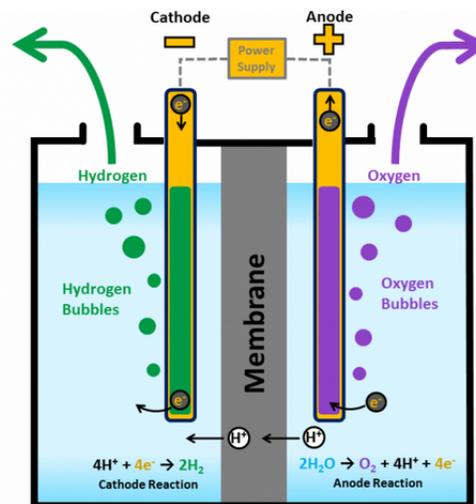


Figure 2.13: Electrolizador.

Fuente: DOE.

Available at: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-electrolysis>

Una vez teniendo el hidrógeno, el segundo reto es ¿cómo almacenarlo? Esto puede ocurrir como gas, líquido o sólido. En su forma gaseosa requiere tanques de alta presión (350-700 bar) [5,000-10,000psi]. Por el otro lado, como líquido se requieren muy bajas temperaturas (criogénicas) dado que el punto de ebullición del hidrógeno a presión atmosférica es de -258.8°C, la ventaja de esta forma es que tiene más contenido calórico por unidad de volumen que en forma comprimida, por ello, necesita menos espacio para almacenamiento. Adicionalmente, por masa tiene casi tres veces más contenido energético que la gasolina⁷⁸.

⁷⁸DOE. "Hydrogen Storage". *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, The United States Department of Energy*. 2010.

Available at: <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage> Accessed, Jan 2020.

Cuando finalmente se requiera la electricidad, el hidrógeno almacenado se manda a un *Fuel-Cell*, el cual no se desgasta ni necesita ser recargado pues produce electricidad tanto como le pasen hidrógeno. De forma similar al electrolizador, un *Fuel-Cell* tiene dos electrodos, un ánodo negativo y un cátodo positivo los cuales rodean a un electrolito. Cuando se le pasa hidrógeno al ánodo, y aire al cátodo un catalizador en el ánodo separa las moléculas de hidrógeno en protones y electrones, éstos últimos se redirigen para crear un flujo de electricidad. Por su parte, los protones se mueven al cátodo donde se unen con oxígeno para producir agua y calor, que son los residuos de este proceso, y por ello se le considera una fuente limpia⁷⁹, , (Ali, 2019).

Cabe mencionar que la producción de hidrógeno no es la única posibilidad sino que también se puede producir metano en un proceso denominado *Steam Methane Reforming (SMR)*. Si como paso adicional a la generación de hidrógeno que se produce en una primera instancia, se le hace reaccionar al hidrógeno con CO o CO₂ se está en camino de obtener metano. Existen al menos dos procesos para lograrlo, Metanización Catalítica y Metanización Biológica, el resultado de este último se le denomina biometano y tiene la calidad suficiente para ser inyectado a la red de gas natural. El problema esta en que el quemar estos combustibles produce 25 toneladas de CO₂ por 1MMscf de hidrógeno, de donde, a pesar de ser una opción energéticamente viable, no es una opción amigable con el ambiente, por lo que se requerirá inversiones adicionales de Captura de Carbón y almacenamiento lo que complicaría su viabilidad económica, citeplambertmartin2018.

2.7.4.7 Sales Derretidas

Una selección de un conjunto de sales derretidas es un excelente medio para almacenar calor a altas temperaturas por hasta 17.5 horas. La idea general es que las sales son calentadas por ejemplo mediante irradiación solar, las cuales son derretidas y mantenidas en un contenedor aislante, de tal forma que cuando se requiere la electricidad, esta solución se bombea a un generador de vapor. Comúnmente se utiliza nitrato de sodio y/o nitrato de potasio pues se intenta que el punto de derretimiento sea lo más bajo posible y el punto de ebullición sea muy grande para que el rango de temperatura de almacenamiento del medio sea máximo. Para el hidróxido de sodio el punto de derretimiento esta cercano a los 320 °C y el de ebullición de 800 °C, (Xu and Zhang, 2021). Sin embargo, este medio es muy corrosivo por lo que en aplicaciones comerciales suelen utilizarse otros cuya temperatura máxima de operación es de 590 °C, (Hinkley and Agrafiotis, 2019).

Es común que este tipo de almacenamiento se encuentre en centrales solares que poseen espejos parabólicos que siguen la posición del sol y transfieren el calor por medio de fluidos basados en petróleo, los cuales se pueden utilizar directamente en la generación de electricidad o se puede enviar a un intercambiador de calor para derretir sales y dejar la energía ahí para uso postrero, (Kolb and Diver, 2008). Esta tecnología no está limitada a centrales solares, sino que en principio puede ser adaptada para interactuar y almacenar el

⁷⁹DOE. "Fuel Cells". *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, The US Department of Energy.*

calor de otro proceso térmico, uno de los principales candidatos es acoplar esta central de almacenamiento a reactores nucleares⁸⁰.

2.7.4.8 Resumen de las Tecnologías

A continuación se muestra el resumen de los parámetros más importantes para las tecnologías revisadas. En principio, no es fácil discernir la mejor dado que algunas son específicas a ciertas situaciones, como por ejemplo, sales derretidas necesitan estar cerca de las centrales solares o bien estar en un reactor nuclear, pero los parámetros aquí presentados podrán ser de ayuda para decidir la mejor opción para diversas centrales.

Tecnología	Potencia Nominal	Tiempo de Descarga	Tiempo de Respuesta	Eficiencia (%)	Durabilidad (Años)
Pumped	100-4000MW	6-24h	10s-3min	65-85	30-75
Compressed	25-30000MW	4-24h	3-15min	50-85	20-40
Flywheels	10Kw-20Mw	1s-1h	5-10ms	85-89%	20
Flow Bat.	25Kw-10Mw	1-8h	30-100ms	65-85	2-10
Li-Ion	10Mw-10Mw	10min-1h	30-100ms	85-90	2-10
Lead Acid	50Kw-30Mw	15m-4h	30-100ms	70-80	2-10
Sodium Sul	50Kw-30Mw	1s-1min	30-100ms	75-90	2-10
Supercap	10Kw-1Mw	1s-1min	5-10ms	85-95	30-40
Hydrogen	150MW -1TWh	4h-1mes	80 KW/s	49-70	En prueba
Molten	150MW	1-17.5h	10min	80-95	30

Table 2.9: Aspectos Técnicos de Almacenamiento
Fuente: (Ostergard, 2011)
Fuel Cell Technologies Program, US DOE 11/2/2011
HydrogenEurope.eu

Para almacenamiento en hidrógeno, los datos de la capacidad de almacenamiento máximo son hipotéticos, ya que no se ha construido una central tan grande como 1TW, sin embargo, sus características técnicas la hacen plausible. Asimismo, tiene una capacidad de almacenamiento de 4 semanas en domo de sal, el electrolizador tiene una eficiencia del 87% y el generador del 49%, tiene una descarga de 4 horas por 16 de carga⁸¹. La siguiente gráfica muestra las tendencias en cuanto al uso masivo de sistemas de almacenamiento, en donde, tanto en capacidad como en costo, respuesta rápida, y bajo impacto con el ambiente, hacen que el hidrógeno y el hidro-bombeo tengan una ventaja considerable.

2.7.4.9 Almacenamiento en México

Si bien es cierto que la capacidad de almacenamiento es todavía muy reducida en México, hay avances tanto en términos técnicos como regulatorios, aunque claramente, se podría tener una mejor posición e intención de implementar este tipo de tecnologías dados sus prominentes beneficios en términos de confiabilidad del

⁸⁰Dodaro, John. "Molten Salt Storage". Stanford University project PH240. Date uavailable. Available at: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/dodaro2/> Accessed, Feb 2020.

⁸¹DOE. "Hydrogen for Energy Storage". *Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, The U.S. Department of Energy*, Hannover Messe, 2014

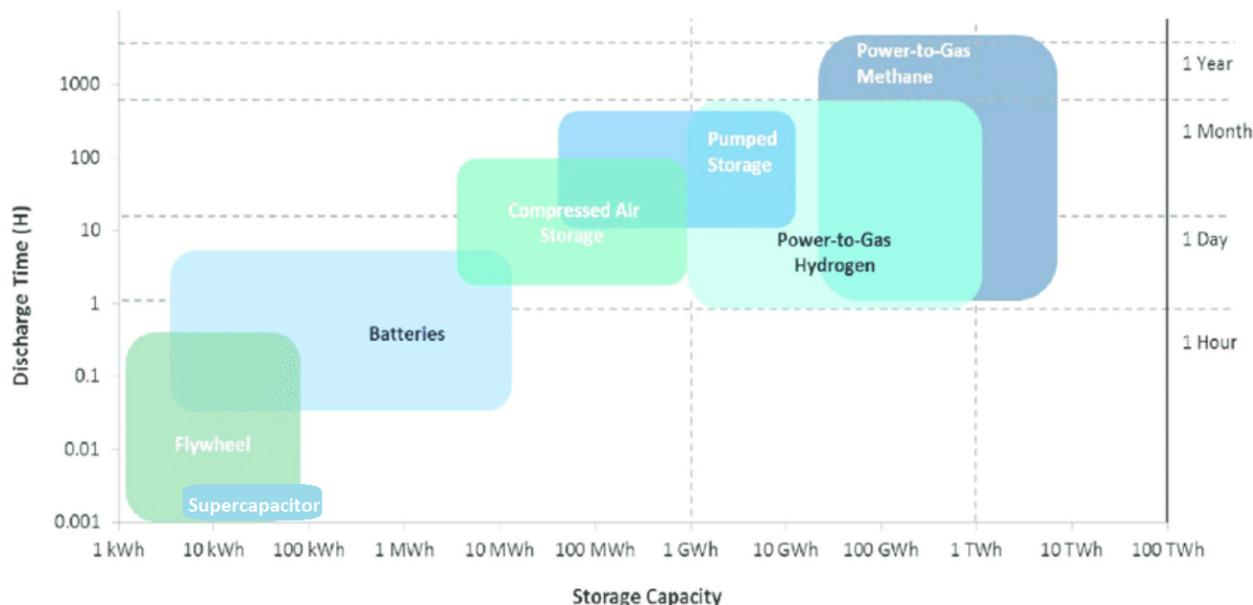


Figure 2.14: Tendencia de las tecnologías de almacenamiento masivo.

Fuente: Remick, Robert. and Wheeler, Douglass. "Reversible Fuel Cells Workshop". *National Renewable Energy Laboratory, U.S. Department of Energy*, 2011.

sistema, regulación y reducción de costos (en tanto el almacenamiento proviene de energía generada principalmente de renovables o de centrales de carga base-intermedia). Durante el sexenio del presidente Peña Nieto se realizaron las mesas de trabajo para la transición energética y almacenamiento de energía por parte del INEEL y de la CRE. Sin embargo, hubo algunos impedimentos en el camino, para comenzar, a pesar de que los documentos de trabajo están disponibles⁸² esto todavía no ha redundado en leyes o reglamentos que abarquen la totalidad de las posibles fuentes de almacenamiento.

En lo referente al aspecto legal, no hay algo tan claro que force la entrada de estas tecnologías, aunque la Ley de Transición Energética (Presidencia de la República, 2015) establece que se deberán de llevar a cabo acciones para permitir la entrada de las mismas por si es que algún participante desea realizarlo, lo cual va ligado a la entrada de las redes inteligentes, para el cual ya hay un estudio de pre-factibilidad (SENER, 2017), mismo que por el cambio de administración presidencial no se sabe si prosperará. Con la finalidad de que un sistema de almacenamiento sea redituable, y por tanto, exista interés e inversión sobre la misma, es posible que se necesite que las tarifas y los servicios que ofrecen tengan que ser ampliados, de tal forma que no solo sean los servicios conexos sino también generación, para lo cual, se deberá estipular los rangos de tarifas asequibles para evitar abusos y manipulación de mercado. Por su parte, las bases de mercado (Secretaría de Energía, 2015a) establecen la forma en como presentar las centrales de almacenamiento así como los productos que ofrecerán. Estipulan que estas deben ser registradas como generadores y solamente

⁸²INEEL. "Almacenamiento de Energía en la Red Eléctrica". *Transición Energética, INEEL*. 2018. Disponible en:<http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/R1n2v1> Accessed, Feb 2020.

pueden ofrecer servicios conexos, como reservas en los diferentes horizontes preestablecidos.

Recientemente una serie de consejeros de la Comisión Reguladora de Energía renunciaron, quedando solo dos comisionados disponibles, lo que complica la toma de decisiones y el avance de los lineamientos en este tema así como en muchos otros; como ya se mencionó, lo poco que se supo públicamente es el interés de la comisión en que la regulación esté orientada a satisfacer servicios conexos⁸³. Por su parte, la nueva administración que comenzó en el 2018 ha mostrado poco interés en expandir sustancialmente la capacidad de generación renovable y todavía menos en establecer centrales de almacenamiento.

2.7.4.10 Viabilidad del Almacenamiento Eléctrico

Se ha criticado que cualquier sistema de almacenamiento implica una inversión considerable, lo cual es cierto, por lo que el siguiente aspecto a tratar es ¿quién va a pagar? y ¿quién se encargará de darle mantenimiento?. Una de las respuestas es que no tiene que ser el gobierno quien pague la cuenta pues se puede implementar un sistema de cobro regulado por almacenamiento para aquel que desee utilizarlo, de tal forma que en el largo plazo, la inversión en el sistema de almacenamiento así como los costos de operación y mantenimiento se paguen de este ingreso, incluso podrían tener ingreso por arbitraje dependiendo de lo que la futura regulación en el tema establezca. Parte de la tarea de hacer viable financieramente el almacenamiento de electricidad depende de los beneficios que esta pueda aportar y de las áreas de la industria eléctrica en las que se le permita participar, es decir, si se le permite participar en regulación de frecuencia así como en el resto de los servicios conexos y si también se le permite competir por las pujas de generación, entonces esto podría servir como incentivo para la implementación de esta tecnología, ya que representa mayor ingreso potencial. Como puede apreciarse en la Tabla 2.10 referente a las capacidades de los sistemas son raras las tecnologías que tienen todas las capacidades, salvo baterías de flujo e hidrógeno, lo que las hace muy deseables para los sistemas de almacenamiento.

En adición a lo anterior, dadas las características de los relieves en México así como de sus cuencas hídricas, podría ser factible implementar sistemas de hidrobombeo, de tal forma que con estos y con sistemas de Vanadio/Hidrógeno se aportaría no solo seguridad y confiabilidad al sistema ante intermitencia de una alta penetración de renovables, sino potencialmente, la capacidad de almacenar electricidad para meses, lo cual, posiblemente cubriría hasta la más extrema de las intermitencias⁸⁴.

⁸³Juárez, Ulises. "Prepara CRE Disposiciones de Materia de Almacenamiento de Energía". *Energía a Debate*. Feb 13, 2019. Disponible en: <https://www.energiaadebate.com/regulacion/prepara-cre-disposiciones-en-materia-de-almacenamiento-de-energia/> Accessed, Feb 2020.

⁸⁴Arranque en Vacío o *Black Start* se refiere al encendido desde cero de la restauración de las operaciones de planta después de un apagón sin haber tenido abastecimiento de energía externo.

Almacenamiento estacional se refiere a la capacidad de almacenar electricidad por periodos largos, de semanas o meses

T & D es no invertir en esto por concepto de flujo de pico que exceda la capacidad de transmisión.

Manejo de congestión es evitar re-despacho debido al riesgo de sobrecargar la infraestructura existente

Aplicación / Sistema	Pumped	CAS	Fly	Li-Ion	Sodium	Lead	Flow	H2	Super	Molten
Arbitraje	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓		✓
Respuesta Primaria			✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	
Respuesta Secundaria	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Respuesta Terciaria	✓		✓		✓	✓	✓	✓		✓
Reemplazo de Pico	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓		
Arranque en Vacío	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓	✓
Almacen. Estacional	✓	✓					✓	✓		
Evitar Inversión T&D	✓	✓		✓	✓	✓	✓	✓		
Manejo de Congestión	✓		✓		✓	✓	✓	✓		

Table 2.10: Capacidades de los sistemas de almacenamiento.
Li-Ion, Lead, Sodium entran dentro de la clasificación de batería.
Fuente: (Schmidt et al., 2019)

A continuación se presentan algunos de los costos de las tecnologías de almacenamiento con la finalidad de ponderar los beneficios de la Tabla 2.10 junto con los costos de la Tabla 2.11. Los costos pueden variar dependiendo del tamaño del sistema de almacenamiento, avance tecnológico y de la localización. Sin embargo, aún con esta variabilidad, los valores son útiles para tratar de determinar la viabilidad de estas tecnologías⁸⁵
86.

Notemos para comenzar, que el costo de instalación por lo general es alto en todos los sistemas. Asimismo, en muchos casos no solo se trata del costo, sino del potencial daño ambiental y de que existan las condiciones técnicas para el proyecto, por ejemplo, para la implementación de centrales de hidrobombeo se necesitan cuencas con características muy particulares. Las centrales más baratas por Kw, es decir, por costo de construcción por Kw son aire comprimido, flywheels, batería de flujo, batería de plomo-ácido y supercapacitores. Sin embargo, en cuanto a los costos por almacenamiento, las centrales más baratas son las de hidrobombeo, hidrógeno, aire comprimido y baterías de Litio. Más aún, México tiene la geografía necesaria par las centrales de hidrobombeo y posiblemente también para las de hidrógeno. Por lo tanto, a pesar de que hay centrales con costos de construcción relativamente bajos, el costo de almacenamiento es alto, y otras centrales como las de hidrobombeo e hidrógeno, cuyo costo de construcción no son tan bajos, pero su costo de almacenamiento lo es.

Adicionalmente, ambos tipos de centrales tienen tiempos de vida muy largos, de alrededor de 60 años, por lo que, dado el bajo costo de almacenamiento los costos de construcción se recuperarían más rápido, y la inversión se recuperaría varias veces más que en otros proyectos dado el largo periodo de vida de las centrales. Adicionalmente, ambas centrales tienen capacidad de rampa muy alta, lo cual les permite participar en el grueso de los rubros de los servicios conexos y por último, las centrales de hidrógeno potencialmente

⁸⁵Tomando un tipo de cambio promedio del 2016 de 1.11 USD/EUR

⁸⁶Bellini, Emiliano. "Redox Flow Batteries for \$66/Kwh From Steel Industry Waste". *PV Magazine*. Apr 14, 2020. Available at: <https://www.pv-magazine.com/2020/04/14/redox-flow-batteries-for-66-kwh-from-steel-industry-waste/> Accessed, Jun 2020.

pueden tener una capacidad de almacenamiento muy alta, hasta de meses, lo que podría aportar toneladas de confiabilidad y seguridad energética al sistema.

Tecnología	Costos Instalación USD \$/kW	Almacenamiento USD \$/kWh	USD LCOE (c/Kwh)
Pumped	600-2000	5-100	10-17
Compressed	149-800	2-50	9-14
Flywheels	250-300	1000-5000	200-800
Flow (Vanadium)	303	462	18-41
Li-Ion	1200-4000	124-2500	220-530
Lead Acid	300-600	200-400	106-124
Sodium Sul	230-470	400-1000	21-30
Supercap	100-300	300-2000	N.A.
Hydrogen	400-700	127	18-34
Molten	1000-3000	300-500	15

Table 2.11: Costos estimados de las tecnologías de almacenamiento. Los valores mostrados son indicativos pues estos variaban en distintas publicaciones.

Fuente: (Chen et al., 2009), (Steward et al., 2009), (Schmidt et al., 2019), (Borjesson, 2018), (Mongird et al., 2019), (Klumpp, 2015), (Parrado et al., 2016), (Bitar et al., 2019), (World Energy Resources, 2016).

Por lo anterior, con la información que se tiene hasta el momento, parece que las centrales de hidrobombeo y las de hidrógeno son factibles tanto en los aspectos técnicos como financieros, aunque otro tipo de centrales no deben descartarse dado que en particular, las de hidrógeno siguen en fase de investigación y desarrollo. Como el evaluar la factibilidad de cada tecnología se sale del alcance de este trabajo pues depende del lugar en específico, el esquema de préstamos, y de la escala con la que se realice entre muchos otros factores, revisaremos un caso de una central de hidrobombeo así como uno de hidrógeno.

Hidrobombeo: El proyecto en cuestión es para Croacia, asume la construcción de dos reservorios con bombas nuevas y un costo total de USD\$152,790,156.78⁸⁷ así como un costo de operación y mantenimiento anuales (O&M) de USD\$3,055,803.6. El costo de electricidad para un sistema de almacenamiento varía dependiendo de las horas de energía que almacena, es decir, en la cantidad de horas que las turbinas están subiendo agua al reservorio superior. En el escenario donde la tasa de interés es la más alta (10%) a un periodo de tiempo de 10 años y donde se tienen 2630 horas de operación (109.5 días), el costo de la electricidad para llegar al punto de equilibrio⁸⁸ es de \$236 USD/kWh ya incluyendo la electricidad necesaria para hacer funcionar a las turbinas para subir el agua. Pero posteriormente a los 10 años, cuando la central se terminó de pagar, los costos de O& M son muy bajos, y la central tiene un tiempo de vida de entre 50 y 60 años, lo que hace pensar en dos posibilidades, primeramente, que si el periodo del préstamo fuera más largo, posiblemente se podría bajar más el precio de punto de equilibrio para hacerlo más atractivo como opción de corto plazo, y segundo, en escalas más grandes y con una alta penetración de renovables, lo cual haría que

⁸⁷Tomando un tipo de cambio promedio del 2012 de \$1.29 EUR/USD.

⁸⁸donde los costos son igual a los ingresos

se asignara una mayor cantidad de horas de carga completa, el costo de almacenamiento podría ser menor. Otro proyecto en las islas de Croacia examina la misma tecnología, el problema emana de que la geografía de las islas en este país no suele ser amigable con esta tecnología. Los costos de Operación y Mantenimiento ese estiman en €427,343 anuales, a una tasa de interés del 10%, el periodo de *payback* en un esquema de *Feed in tariff* a 6 años es de 494€/MWh, en tanto a 20 años cae a 357€/MWh. A la misma tasa de interés, el costo a un *payback* de 6 años es de 305€/MWh y a 10 años de 168€/MWh, lo que indica la posibilidad de redituabilidad de este tipo de proyectos, (Krajacic et al., 2013).

Por otro lado, para un proyecto de hidrobombeo en Egipto, en el canal de Suez, (Abdellatif et al., 2018) asumen un tiempo de construcción de 5 años, con 10 horas de carga completa al día, un préstamo del 20% de la inversión a una tasa del 6%, un periodo de gracia de 3 años, tiempo de pago de 10 años, esperando transferir una cantidad de 6274 Gwh al año. En el proyecto, se compara la competitividad en costos respecto a una planta de ciclo combinado de capacidad de generación similar a la electricidad que puede liberar por hora una central de hidrobombeo. La viabilidad del proyecto en comparación de una central de ciclo combinado, depende en gran medida del costo de los combustibles. En un primer escenario, donde el costo de bombeo es igual a comprar electricidad al sistema eléctrico egipcio, el hidrobombeo es más barato que ciclo combinado siempre y cuando el costo de capital no exceda 2680\$/kW al 12% como tasa de descuento. En un segundo escenario, si el costo de bombeo es del 70% el del escenario 1, es decir, es más barato que comprar energía en el sistema, entonces el hidrobombeo es competitivo sobre ciclo combinado si el combustible en los mercados internacionales es relativamente alto, como ocurre en la actualidad, pero aquí, podría ser rentable al 14%, no solo al 12% a diferencia del escenario pasado.

Hidrógeno y Baterías: Típicamente, costo de los sistemas de almacenamiento no es tan bajo como se desearía cuando se incorpora todos los rubros, como por ejemplo, la amortización de los créditos. En particular, (Lin and Wu, 2017) encuentra que un sistema exclusivamente de baterías podría ser redituable si el costo está por debajo de los USD \$250/kWh siempre y cuando, las baterías deberán tener una mayor vida útil. De lo contrario, como ocurre actualmente con los sistemas Tesla, los cuales tienen una vida de 10 años sería difícil recuperar la inversión inicial y tener rendimientos sustanciales, en tanto otros sistemas como los Imergy de Vanadio podrían tener mejores rendimientos dado que tienen una durabilidad de hasta 30 años.

Se revisará ahora el caso donde se implementa un sistema híbrido de hidrógeno y baterías de litio en adición a uno solamente de baterías en el territorio sur de Australia. De acuerdo con (Kharel and Shabani, 2018), esta zona tiene un 48% de generación renovable al 2016. En ambos casos, el sistema fue diseñado para poder abastecer la demanda por completo durante 4 días; se asume una tasa nominal de descuento del 8%, inflación del 2% y una vida útil de 25 años. El sistema de baterías es el sistema Tesla PP2 que actualmente ya

ha sido probado y ya se encuentra a la venta. Los resultados indican que el sistema híbrido tiene un costo de USD 0.626 \$/kWh en tanto el sistema solamente de batería tiene un costo de USD 2.54 \$/kWh⁸⁹, el cual es el más bajo de todas las tecnologías revisadas, de tal forma que comparándolo contra el costo promedio de la energía más barata en México una vez dada la reforma energética, que fue durante la tercera subasta con un valor de USD\$17 /kWh, se puede apreciar fácilmente que almacenar electricidad de esta forma es claramente redituable, pues aún si se vendiera al precio más bajo en el Mercado Eléctrico Mexicano, se tendría una ganancia de USD\$ 16.374/kWh, pero aún si el costo de almacenamiento fuera 10 veces más alto que el estipulado, seguiría habiendo beneficio neto⁹⁰. Dados estos costos vale la pena compararlos contra el precio actual en México. La siguiente tabla muestra el precio promedio ofertado por los generadores privados y por la CFE.

Fecha	Privados MEM (MXN)/Mwh	CFE (MXN)/Mwh
Ene	542	1,133
Feb	616	1,118
Mar	674	1,121
Abr	602	1,136
May	612	1,099
Jun	720	1,112

Table 2.12: Precios por Zona Centro Sur
Fuente: Analytics MEM

Las cifras mostradas en la Table 2.12 no necesariamente muestran el precio del mercado sino el precio promedio que pueden ofrecer. Como sabemos, el MEM despacha generadores mediante un despacho basado en mérito, de tal forma que se ordenan las ofertas por costo y se despacha desde las más baratas a las más caras hasta que se satisface la demanda, de donde, el precio real del mercado actualmente no necesariamente es tan alto como el de la CFE lo cual se muestra en la siguiente figura. Sin embargo, como se mostrará, la administración presidencial que comenzó en 2018 ha hecho repetidos intentos por mermar el funcionamiento de los privados en el MEM como intentar cancelar los CELs, subir el precio de porteo para las empresas en autoabastecimiento y más importante, volver a unir las empresas de la CFE así como darle acceso fuera de mérito a sus centrales crea la posibilidad de que la CFE sea un participante dominante en el mercado, de tal forma que el precio que se paga no tienda al de los generadores privados sino al de la CFE.

Como se puede apreciar de la figura, actualmente el precio más bajo del MEM ronda los MXN \$600/kWh, así que remitiéndonos a los valores de \$/kWh de la tabla de Costos estimados de las tecnologías de alma-

⁸⁹Un costo similar se encuentra en el estudio de PowerMagazine, aunque se debe mencionar que en ambos casos, se debe contemplar la amortización del préstamo.
Patel, Sonal. "How Much Will Hydrogen-Based Power Cost?". *Power Magazine*. Feb 27, 2020
Disponible en:

<https://www.powermag.com/how-much-will-hydrogen-based-power-cost/> Accessed, May 2020.

⁹⁰El uso de la batería depende de los escenarios asumidos, por ejemplo, en verano se consume más electricidad en Australia por los sistemas de aire acondicionado aunque esto podría ser evitado si se posee un sistema grande de generación solar, pues durante el verano es cuando hay más generación y durante el invierno cuando menos.

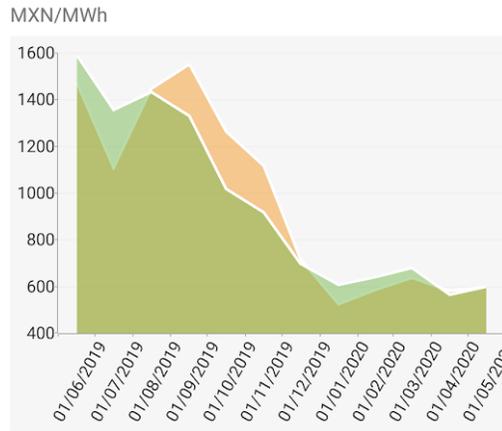


Figure 2.15: Precios del MEM zona Centro Sur
Verde = Precio en el mercado en Tiempo Real.
Naranja = Precio en el mercado de Día en Adelante.
Fuente: CENACE.

cenamiento se puede apreciar que para hidrobombeo e hidrógeno el costo nivelado da un margen amplio de beneficio incluso comparándolo con el precio de los generadores privados y todavía más si se considera el argumento antes mencionado referente a que el precio va a tender a aquel de la CFE que es más alto, dadas las condiciones preferenciales que posee. Claramente hay que tener en cuenta el resto de los costos como los de capital, pero como lo mostraron los caso de estudio anteriores los cuales sí consideran la amortización de préstamos en diferentes estructuras de capital así como el resto de los gastos de capital, con el desarrollo actual de la tecnología sí hay margen de beneficio y el desarrollo posterior de la tecnología podría bajar todavía más el costo.

2.7.5 Flexibilidad por Mercados

El diseño del Mercado Eléctrico puede inducir provisiones que mejoren la flexibilidad del sistema. De hecho, ya se habló de éstas cuando se presentó la forma en como operan los mercados eléctricos, así que solo se hablará de forma muy breve aquí. El primer mecanismo es la frecuencia en que las estimaciones de demanda se revisan para ajustarlas a los cambios, en México, tal frecuencia es primeramente de día en adelante, y posteriormente, de hora en adelante y en tiempo real⁹¹. El ajustar el modelo constantemente ayuda a satisfacer las diferencias de demanda por medio de los Servicios Conexos (Auxiliares), que básicamente son reservas en diferentes horizontes de tiempo y centrales de respuesta rápida que entran en operación si alguno de los mecanismos falla. Por último, el Mercado de Capacidad (Potencia) el cual compensa a los generadores por comprometer capacidad de generación extra si el sistema lo requiere, (Leisch, 2015). En México, este mercado entró en funciones en el año 2017, con la función de dar confiabilidad al sistema para " poder contar

⁹¹Zarco, Jorge. "Entendiendo el Mercado Eléctrico: ¿Cómo funciona?". *PV Magazine*. July 23, 2019. Available at: <https://www.pv-magazine-mexico.com/2019/07/23/entendiendo-el-mercado-electrico-como-funciona/> Accessed, Jan 2020

con capacidad y plantas adicionales”, de acuerdo con el entonces Secretario de Energía, Joaquín Coldwell⁹².

2.7.6 Mapeo.

Implementando varios de los métodos que aportan flexibilidad al sistema es posible darle confiabilidad, en el sentido de abatir la intermitencia, lo que abre la posibilidad a una alta penetración de energías renovables.

2.8 Seguridad Energética

El concepto es ambiguo y ha resultado difícil de definir pues cada país lo hace utilizando sus intereses y posibilidades, así que se presentarán algunas definiciones generales para entonces, intentar rescatar los puntos que mejor se adapten a México. Para comenzar, la definición del Centro de Estudios Internacionales del Massachusetts Institute of Technology (MIT) la concibe como una política que necesariamente debe contener los siguientes tres objetivos, (Von-Hippel et al., 2010):

- Reducir la vulnerabilidad de amenazas extranjeras o presiones;
- Prevenir una crisis de oferta;
- Minimizar el impacto económico y militar de una crisis de oferta una vez que esta ha ocurrido.

Por su parte, el *Congressional Budget Office* de los Estados Unidos de América la define como “*la habilidad de las familias y negocios de los E.U. para alojar una disrupción o amenaza de disrupción*”, (Congressional Budget Office, 2012). Esta definición se centra en que en algún momento, Estados Unidos no fue un país conocido por su enorme producción, como lo es ahora, e intenta prevenir un escenario como el de la crisis del petróleo de 1979-80. Adicionalmente, la Agencia Internacional de la Energía la define como la “*disponibilidad ininterrumpida de fuentes de energía a un precio accesible*”. La agencia reconoce las diversas dimensiones que tiene la definición, como seguridad a largo plazo, lo cual está relacionado con inversiones para abastecer la energía así como con factores ambientales y económicos. En este mismo tenor, la agencia reconoce la necesidad de una correcta definición de corto plazo, la cual incorpore la habilidad de responder a cambios súbitos en el balance oferta - demanda⁹³. Finalmente, la definición del *World Economic Forum* es más general y establece como seguridad energética aquella que incorpora lo siguiente⁹⁴

- Disponibilidad geológica y en términos de elementos físicos.

⁹²Meana, Sergio. “Arranca el Tercer Mercado Eléctrico en México, el de Potencia”. *El Financiero*. Mar, 6, 2017. Available at: <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/arranca-el-tercer-mercado-electrico-en-mexico-el-de-potencia> Accessed, Jan 2020.

⁹³IEA. “Energy Security: Reliable, Affordable Access to All Fuels and Energy Sources”. *International Energy Agency*. 2020. Available at: <https://www.iea.org/topics/energy-security> Accessed, Apr 2020.

⁹⁴WEF. “Energy Access and Security”. *World Economic Forum*. 2016. Available at: http://reports.weforum.org/global-energy-architecture-performance-index-report-2016/energy-access-and-security/?doing_wp_cron=1587502526.2096350193023681640625 Accessed, Apr 2020.

- Accesibilidad en términos geopolíticos.
- Que pueda ser alcanzable en términos económicos.
- Aceptabilidad social y de elementos ambientales.

Tratando entonces de rescatar los elementos más importantes de las definiciones y acercarnos a la realidad Mexicana podríamos entender la seguridad energética como una serie de estrategias que reduce la vulnerabilidad ante amenazas extranjeras, mitiga shocks de oferta - demanda, aporta disponibilidad de energía a precios accesibles conllevando disponibilidad de energéticos geológica y económicamente asequibles, depende relativamente poco de intereses geopolíticos y es social y ambientalmente amigable. De hecho, esta definición es exageradamente ambiciosa para un país que no es rico y para el cual, la producción petrolera se encuentra relativamente estancada. Sin embargo, las posibles debilidades técnicas serán solo aparentes después de revisar la factibilidad de las energías renovables en el país. Sin embargo, se debe de mencionar y aceptar que incluso cuando toda la energía se genere con insumos internos en México, siguen habiendo complicaciones políticas, geopolíticas y sociales, lo que complica cumplir todos los puntos de la definición.

Al margen de lo anterior se menciona que la estrategia de (Secretaría de Energía, 2018d) otorga mucha importancia al gas natural como fuente de energía limpia. En tanto no se pone en duda el hecho de que esta fuente tenga emisiones muy bajas comparado con el carbón, sí se pone en duda el hecho de que actualmente la mayor parte del gas natural se importa, por ende, en términos de seguridad energética, se está ante un escenario donde este recurso no descansa en manos de México. Aun cuando la reforma energética tuviera el impacto esperado y se realice una amplia exploración de gas natural, suponiendo que se encuentra y que es asequible extraerlo técnica y financieramente, tendría que pasar una cantidad considerable de tiempo para que se llegue a un nivel de explotación nacional de este recurso que conlleve a la seguridad energética.

2.8.1 Seguridad Energética en México

En el caso mexicano, el concepto de seguridad energética no fue enteramente claro. Ya desde inicios de la administración presidencial que comenzó en diciembre del 2018 la política energética tuvo tintes nacionalistas lo cual no necesariamente es incorrecto, sin embargo, hay que revisar cuales son las consecuencias de esta práctica, sobre todo respecto al costo y del precio final que pagará el consumidor. La Secretaría de Energía delineó su estrategia de seguridad energética alrededor de tres puntos:

- **Seguridad:** "El conjunto de mecanismos, características o servicios que presta el SEN con la función de prevenir y soportar perturbaciones repentinas, por la ocurrencia de contingencias en los equipos y

elementos del SEN”, (Secretaría de Energía, 2020a).

- **Estabilidad:** ”La estabilidad en el SEN se relaciona con la capacidad de responder y mantener las variables eléctricas dentro de sus rangos operativos ante eventos fortuitos, manuales o automáticos en estado cuasi-estacionario, dinámico y transitorio que surgen en la operación del sistema.”, (Secretaría de Energía, 2020a).
- **Suficiencia:** ”Es la capacidad de potencia activa necesaria para garantizar que el Control Operativo en el SEN se brinda en condiciones de Confiabilidad, Calidad, Continuidad y Seguridad, asegurando el Suministro Eléctrico”, (Secretaría de Energía, 2020a).

El Acuerdo de la SENER, (Secretaría de Energía, 2020a), establece que para cumplir los puntos anteriores se tendrán que ejecutar las siguientes acciones, entre otras:

La CRE calculará las reservas en los diferentes horizontes de tiempo necesarios para mantener la frecuencia a los 60Hz. Por lo anterior, la CRE reformulará los requerimientos de reservas de forma acorde. Asimismo, expedirá la regulación y las tarifas aplicables a los Servicios Conexos mediante DACG y en las Reglas del Mercado.

El CENACE determinará los actos necesarios para mantener la Seguridad de Despacho para lo cual Revisará y actualizará las disposiciones operativas de mercado. Actualizará procedimientos de control operativo del SEN. Evaluará la seguridad del SEN en tiempo real. Por ultimo, emitirá y actualizará los criterios para determinar los requisitos de Servicios Conexos que garanticen la Confiabilidad del SEN ante los incrementos de Centrales Eléctricas con Energías Limpias Intermitentes.

Asimismo, uno de los factores centrales para implementar esta estrategia se dio de manera fortuita, y este fue la pandemia de COVID-19, pues en el Acuerdo se establece que por declaratoria de Alerta y Emergencia, el CENACE podrá:

- Realizar reducciones programadas en las centrales eléctricas de energía limpia intermitente ante eventos de rachas de viento y nubosidad.
- Reducir la generación o desconectar Centrales de Energías Limpias Intermitentes siempre y cuando el resto de las centrales estén sincronizadas operando a valores mínimos y no se tengan recursos de control para la congestión de líneas de transmisión o de regulación de frecuencia.
- El CENACE podrá instruir en cualquier momento la asignación y despacho de Unidades de Central Eléctrica fuera de mérito, para la provisión de los Servicios Conexos requeridos para asegurar la Confiabilidad del SEN.

- Bajo condiciones normales, los generadores son compensados si sus ingresos caen por debajo de los costos de operación cuando estos fueron instruidos para ajustar su despacho en tiempo real o en AUGC, en el nuevo esquema, estas compensaciones son eliminadas.

De tal forma que la pandemia da la excusa o viabilidad para implementar las estrategias antes mencionadas pues claramente es una declaratoria de emergencia aunque como ya se dijo, la reducción de demanda que conlleva la pandemia no compromete en lo más mínimo la seguridad de abastecimiento, mucho menos la incorporación de plantas extras de renovables, pues en el peor escenario, solamente se tendría más capacidad de generación disponible, por lo que solamente resta preguntarnos ¿Cómo afecta el Acuerdo a la generación con energías limpias?

- Si las centrales obtuvieron el Contrato de Interconexión antes de la publicación del acuerdo, se les mantendrá. Si para alguna central intermitente se le cancela su contrato de Interconexión o Generación el CENACE evaluará si se les restablece tomando en cuenta el nuevo concepto de confiabilidad del sistema.
- Si posterior a la fecha de publicación del Acuerdo centrales de energías intermitentes solicitan permiso de Generación e Interconexión, bajo el argumento de no lograr confiabilidad, suficiencia y seguridad de despacho del sistema debido a problemas para lograr el control de frecuencia y voltaje, podrá el CENACE rechazar esas solicitudes y solamente bajo el consentimiento de SENER se reabrirán.
- Se limitará/eliminará la participación en el Mercado de Potencia a las fuentes generadoras intermitentes. Bajo el argumento de que estas fuentes no aportan capacidad firme, se establece en el Acuerdo que no podrán ofrecer Potencia y por ende, perderán esta potencial fuente de ingreso.

Note que para la administración federal que comenzó en 2018, el supuesto subyacente para mantener la seguridad, confiabilidad y la suficiencia del sistema es que se necesita forzosamente tener capacidad firme proveniente de combustibles fósiles, y el Acuerdo considera esta como la única opción para lograr la seguridad energética, es decir, ignora todos los métodos y sistemas que se han mencionado hasta ahora para proveer flexibilidad al sistema y lograr seguridad.

El Acuerdo mencionado arriba dio lugar a medidas que parecían tener un carácter punitivo contra las energías renovables y en general, con los generadores privados que estaban por iniciar operaciones. Para comenzar, bajo el emblema de procurar la independencia energética la Secretaria de Energía afirmó que debido a la pandemia de Coronavirus que comenzó en el 2019, la demanda de energía eléctrica se redujo, lo que trajo un desbalance entre oferta y demanda lo que según ellos, compromete la confiabilidad y continuidad del suministro,⁹⁵ lo cual es fundamentalmente falso. De hecho, inicialmente CENACE argumentó

⁹⁵Sin Embargo. "Sener Defiende su Nueva Política; es Necesaria para la "Independencia Energética", afirma". *Sin Embargo*.

que durante la pandemia hubo fallas en la red eléctrica, pero no se argumentó si esas fallas habían ocurrido antes de la contingencia y la entidad no aclaró cómo se relacionan las supuestas fallas con la entrada en vigor de las energías renovables⁹⁶; las declaraciones de la Secretaría aparentan ser más una justificación para establecer el Acuerdo de Confiabilidad antes que una verdadera exposición de un problema en el sistema.

La confiabilidad y continuidad no se ven afectadas por la reducción en la demanda, al contrario, dado que existe mayor capacidad ahora sin uso, existe un mayor margen para hacer frentes a picos inesperados, y en el caso en que la demanda se reduzca más simplemente se asignan menos centrales, es decir, en ningún caso la confiabilidad disminuye. Por otro lado, el que entren al sistema centrales generadoras intermitentes dada una demanda reducida tampoco afecta la confiabilidad del sistema pues en el peor escenario, solamente se tiene más capacidad sin utilizar, aún siendo estas tecnologías de carácter intermitente, se tiene el resto de las centrales de combustibles convencionales para continuar abasteciendo al sistema que se dejó de utilizar, es decir, tener más capacidad no daña la confiabilidad en este caso en específico durante la pandemia, al contrario, la incrementa dado que ahora se tiene mayor capacidad. Sin embargo, la pandemia cayó como anillo al dedo a los gobernantes, pues bajo el Acuerdo de Confiabilidad que implementaron, se especificó que el "CENACE podrá instruir en cualquier momento la asignación y despacho de Unidades" (Secretaría de Energía, 2020a), lo cual la Secretaría de Energía ratificó al mencionar que "Los principales beneficios de la política de Confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional es garantizar un ordenamiento eficaz"⁹⁷ es decir, CENACE puede asignar la central que desee sin pasar por el esquema asignación de mérito del que se habló en el Capítulo I.

El claro beneficiado de esta estrategia es la Comisión Federal de Electricidad (CFE) pues esta tiene centrales viejas e ineficientes (muchas de las cuales utilizan combustibles muy contaminantes, como combustóleo) con costos marginales que no suelen ser competitivos en una asignación basada en mérito. Lo anterior nos hace sospechar que se utiliza la pandemia para establecer un acuerdo en donde artificialmente se tenga la capacidad de eliminar a los principales competidores de la CFE, los generadores renovables, y despachar a las centrales de la CFE, las cuales son más costosas y contaminantes. Adicionalmente, este acuerdo no paso por un proceso de mejora regulatoria, el cual es de carácter obligado, de acuerdo con la Ley General de Mejora Regulatoria, y aún así logró su publicación en el Diario Oficial de la Federación⁹⁸.

May, 2020.

Available at: <https://www.sinembargo.mx/16-05-2020/3787700> Accessed, Jun 2020.

⁹⁶Animal Político. "Sener Publica Acuerdo que Frena Inversión en Energías Limpias; la UE y Canadá Alertan de Impacto Negativo". *Animal Político*. May 16, 2020.

Available at: <https://www.animalpolitico.com/2020/05/sener-acuerdo-frena-invesriones-energias-limpias/> Accessed: Jun 2020.

⁹⁷*Ibidem*

⁹⁸Sígler, Édgar. "Sener 'Madruga' al Sector de las Renovables y da Súper Poderes a la CFE". *Expansión*. May 15, 2020. Available at: https://expansion.mx/empresas/2020/05/15/sener-madruga-al-sector-de-las-renovables-y-da-super-poderes-a-la-cfe?utm_source=internalutm_medium=branded Accessed, Jun 2020.

¿Cómo se ejecutó la política de confiabilidad? Se comenzó incrementando hasta en 970% las tarifas de transmisión (de MXN \$ 0.09208/KwH a MXN \$0.89284/KwH para contratos legados) y las tarifas de distribución y porteo, para empresas privadas el incremento es de hasta 560% (de MXN \$0.04604/KwH a MXN \$0.25857/KwH). Este incremento aplica principalmente a plantas de energías renovables y algunas de cogeneración eficiente en esquemas de autoabastecimiento, lo cual canceló el principio básico del sistema referente al acceso no discriminatorio. Asimismo, esta medida está particularmente dirigida al esquema de autoabastecimiento, pues la administración federal la califica como mercado negro ya que argumentan, esta medida le cuesta a la CFE \$7,000 millones de pesos anuales⁹⁹. No debe olvidarse que a este intento de beneficiar a la CFE se le adiciona el fallido caso de la CFE por entrometerse en el mercado de los CELs, el acuerdo para no admitir nuevos socios en las sociedades de autoabastecimiento y la modificación de los acuerdos legados para lograr que la CFE tenga mayor participación en el mercado elevando las nuevas tarifas de porteo.

¿Cómo se beneficia la CFE de la política de confiabilidad? Uno muy claro tiene que ver con el tipo de centrales que opera la CFE y con la nueva política del presidente de la República, López Obrador, quien se esmera en restablecer las refinerías del país así como en construir una nueva, en dos bocas. Algunas de las refinerías ya están produciendo a escalas mucho mayores de lo que solían hacerlo, y si bien es cierto que la producción de gasolina nacional es mayor, también es cierto que al producir gasolina se genera uno de los subproductos de refinación, el combustóleo.

Este es un combustible sucio, muy contaminante que de hecho se considera el desperdicio de producir gasolina, y se genera en escalas más grandes de las que solían demandarse dado el incremento de refinación, así que hay un exceso de combustóleo en el mercado ¿qué hacer con el? muy simple, algunas centrales eléctricas poseen sistemas duales de caldera que pueden utilizar gas natural o combustóleo, así que utilizan el combustóleo que ahora tienen en exceso gracias a la refinación y además, las centrales que de inicio operaban enteramente con combustóleo se están empleando a una capacidad mayor. Un ejemplo de este tipo de centrales es la de Tula que genera cerca del 3% de la electricidad del país pero también es la fuente de contaminación fija más importante de sus alrededores así como de la capital del país¹⁰⁰

Dada la política expresada en el acuerdo antes mencionado, la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE) no permitió que dicha acción quedara impune, para lo cual, interpuso una controversia constitucional ante la Suprema Corte de Justicia argumentando que el Acuerdo es contrario a los artículos 16,

⁹⁹Forbes. "CFE Dispara Hasta 970% Tarifas a Privados; Concamin Denuncia 'Electrolinazo'". *Forbes*. Jun 11, 2020. Available at: <https://www.forbes.com.mx/negocios-cfe-dispara-hasta-970-tarifas-a-privados-concamin-denuncia-electrolinazo/> Accessed, Jun 2020.

¹⁰⁰Badillo, Diego."Termoeléctrica de Tula: el Caldero del "Infierno Ambiental" de Hidalgo". *El Economista*. May 30, 2020. Available at: <https://www.economista.com.mx/politica/Termoelctrica-de-Tula-el-caldero-del-infierno-ambiental-de-Hidalgo-20200530-0020.html> Accessed, Jun 2020

28 y 133 constitucionales así como viola las leyes del sector energético y de competencia, particularmente, una de las afectaciones mayores se debe al incremento al costo de acceso a la red eléctrica (porteo) para las centrales de energía renovable y ciertas centrales de cogeneración, algunas de las cuales participaban en el esquema de autoabastecimiento. El incremento de precio favorece a ciertos participantes (CFE) y viola uno de los principios fundamentales que es establecer un piso parejo¹⁰¹.

Finalmente, la Secretaría de Energía perdió la batalla cuando el 29 de junio del 2020 la Suprema Corte de Justicia admitió la controversia y obligó a suspender todos los efectos y consecuencias del Acuerdo en tanto los juicios correspondientes tengan lugar¹⁰².

Como se puede ver, era muy importante desprestigiar tanto como fuera posible al principal cometidor de la CFE, es decir, a las fuentes generadoras renovables cuya propiedad es principalmente de los privados, el director de la CFE, Manuel Bartlett argumentó que el país no se puede quedar sin electricidad cuando no haya viento o cuando este nublado, pero como ya vimos en la sección de flexibilidad, estos problemas pueden ser abatidos con almacenamiento o diversificación geográfica, de donde, solo se puede inferir que la afirmación de Bartlett es tendenciosa si no es que es enteramente falsa.

Adicionalmente, el director de Finanzas de la CFE, Antonio Rojas Santiago, afirmó que el sistema de generación distribuida en paneles solares en las viviendas entregan electricidad barata por la mañana y la demandan más cara por la tarde, lo cual a su juicio, daña el patrimonio de la CFE¹⁰³. Lo que posiblemente está intentando de ocultar el Sr. Rojas es que si efectivamente se instalan paneles solares en las viviendas, esto implica un ingreso perdido pero no por el diferencial de precios, como asevera, sino por el simple hecho de que por las mañanas los consumidores no estarían demandando electricidad de la CFE, pues la estarían obteniendo de los paneles.

Más aún, si este sistema de generación distribuida se complementa con un sistema de almacenamiento casero, se tiene que, aunque el precio de un sistema así especificado (paneles más batería) sería más alto, el beneficio neto para el consumidor sería mayor en el largo plazo, y no tendría que demandar la energía cara abastecida por la tarde de la que habla el Sr. Rojas, si este fuera el caso.

¹⁰¹Energía Estratégica. "COFECE Interpone Controversia Constitucional Contra la Emisión de la Política de Confiabilidad de Energías Renovables". *Energía Estratégica*. Jun 23, 2020. Available at: <https://www.energiaestrategica.com/cofece-interpone-controversia-constitucional-contra-la-emision-de-la-politica-de-confiabilidad-seguridad-continuidad-y-calidad/> Accessed, Jun 2020.

¹⁰²Energía Estratégica. "Otro Revés Judicial contra la SENER Respalda a las Energías Renovables en México". *Energía Estratégica*. 29 Jun 2020. Available at: <https://www.energiaestrategica.com/otro-reves-judicial-contra-la-sener-respalda-a-las-energias-renovables/> Accessed, Jun 2020.

¹⁰³Solís, Arturo. "La Gran Mentira de las Energías Renovables, Según la CFE". *Forbes*. Dec 28, 2019. Available at: <https://www.forbes.com.mx/la-gran-mentira-de-las-energias-renovables-segun-la-cfe/> Accessed, Jun 2020.

Por último, el director Bartlett afirma que hay que tener cuidado con las renovables intermitentes pues en Alemania y España, ambos con una alta penetración de renovables, el precio ha subido, lo cual tampoco es enteramente cierto pues como se puede apreciar en la gráfica Precio de electricidad en España y Alemania, el precio de la electricidad sí subió desde 2010 hasta 2014, pero a partir de entonces se estabilizó y ese incremento se podría deber al incremento del precio de los combustibles fósiles que se dio en ese periodo, de esa forma, si se revisa el gráfico de Alemania, país que tiene una mayor concentración de renovables, el precio no subió tan abruptamente como en España, y en el caso español, el precio de la electricidad comenzó a bajar hacia finales del 2019, cuando la concentración de renovables es mayor.



Figure 2.16: Precio de Electricidad en España y Alemania.
Fuente: Statista

En suma, el que se haya cancelado el Acuerdo de la SENER solo nos lleva a pensar que las entidades gubernamentales no tienen claro que quiere decir seguridad energética y mucho menos tienen claro cómo ejecutar una política de seguridad, pues esta parece tener más tintes políticos que técnicos en favor de la empresa propiedad del estado, lo cual no necesariamente redundaría en confiabilidad o seguridad energética como se definió al inicio.

¿Qué pasa en lo referente a la intención de impulsar la penetración de centrales de gas natural? Recordemos que la definición resumen de seguridad energética involucra los siguientes puntos:

1. Reducir la vulnerabilidad a amenazas extranjeras.
2. Mitigar shocks de oferta/demanda.
3. Disponibilidad geológica de energía a precios accesibles
4. No depende de intereses geopolíticos y,

5. Es social y ambientalmente amigable.

Recordemos que actualmente, cerca del 54% del mix energético depende de centrales de gas natural, el cual en su mayoría es traído desde los Estados Unidos de América, sobre todo desde la región de Texas. Como ya se dijo anteriormente, la estrategia gubernamental actual planea incrementar sustancialmente el uso del gas natural en la producción eléctrica, así como de otros combustibles que se obtienen como residuo de la refinación, como el combustóleo. En particular, como lo muestra la siguiente gráfica, inclusive en el PRODESEN 2018-2032 la expectativa era utilizar de manera notable el gas natural como combustible de la generación eléctrica, (Secretaría de Energía, 2018d).

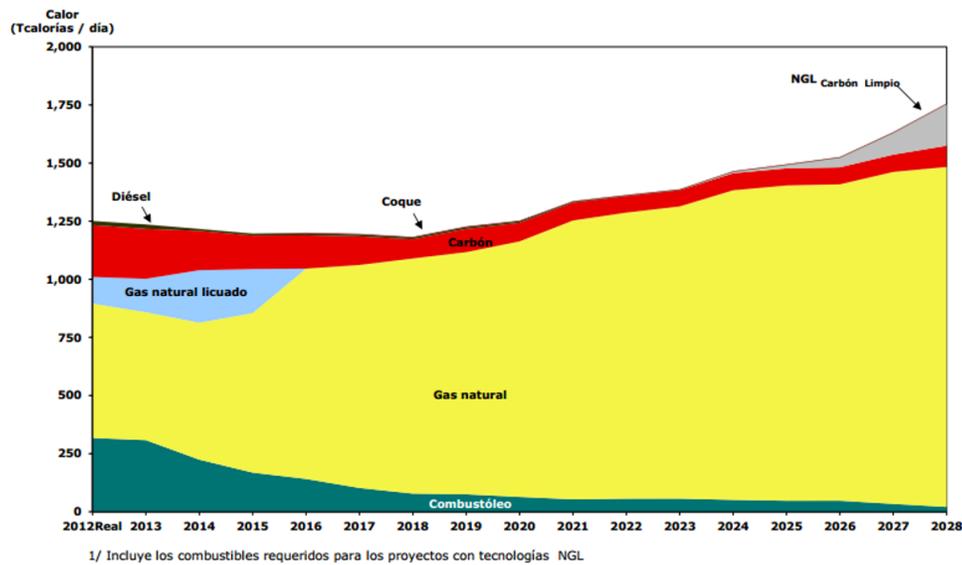


Figure 2.17: Evolución de los Combustibles.
Fuente(Secretaría de Energía, 2018d)

Sin embargo, en términos de seguridad energética definida como arriba, la estrategia de gasificar la economía tiene como debilidad el antagonismo que recientemente ha hecho patente el presidente Trump, lo que podría comprometer la seguridad energética en tanto el precio y el abasto del mismo dependen de políticas sobre las cuales México no tiene control. Parte de la complicación es que el grueso de las plantas eléctricas que utilizan gas natural se encuentran al norte del país; típicamente, estas plantas abastecen de energía a las zonas industriales, en particular, a la manufactura de exportación. Por ende, si Estados Unidos complicara el abastecimiento de gas natural a México, se pondría en especial peligro la manufactura mexicana. Más aún, suponiendo que la Reforma Energética pudiera cumplir sus objetivos en términos de extracción de gas natural, se tendría que extraer una cantidad exorbitante del mismo para sustituir todas las importaciones de gas que actualmente se realizan, como lo muestra la gráfica. Adicionalmente, de acuerdo con (Secretaría de Energía, 2017c) la producción fue al año 2016 de 2,801 mmpcd, sin embargo, solamente el sector eléctrico requirió para ese año un total de 3,878.5 mmpcd, lo que claramente es un déficit de producción.

El extraer una cantidad como la que se necesita supondría que eventualmente se debería de permitir el *Fracking*, pero la administración actual no da señales claras del rumbo de la política referente al gas, pues inicialmente la secretaría de energía afirmó que sí se autorizaría y con ello, sería factible la extracción de gas natural¹⁰⁴, pero posteriormente el presidente de la república la contradijo arguyendo que no se darán permisos y que bajo su administración no se otorgó permiso alguno¹⁰⁵. Si en efecto se permitiera esta técnica, aún con el costo ambiental, se podría extraer hasta el 80% de la producción histórica del país, de acuerdo con la Comisión Nacional de Hidrocarburos¹⁰⁶

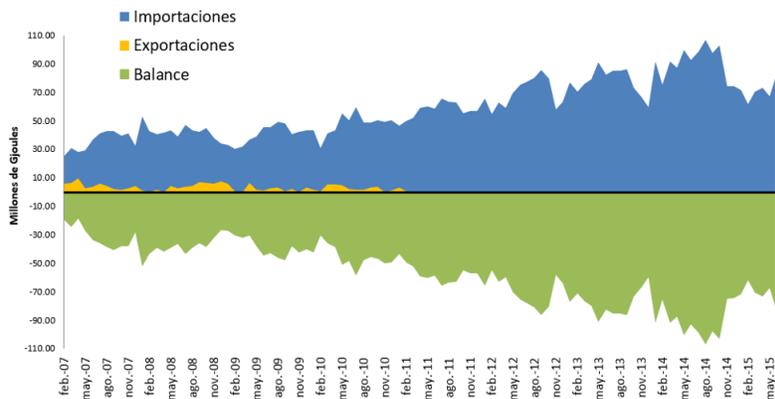


Figure 2.18: Balance de Comercio Exterior de Gas Natural, México: Enero 2007- Junio 2015.
Fuente(Secretaría de Energía, 2018d)

Adicionalmente, aún si se considera la estrategia actual de los organismos energéticos federales respecto de abastecer las centrales eléctricas con combustibles provenientes de la refinación local, simplemente no hay suficientes plantas generadoras que soporten estos combustibles (diesel, combustóleo) como para satisfacer la demanda eléctrica total exclusivamente de estos, lo cual se puede apreciar en la Figura 2.19, el grueso de las centrales generadoras usa gas natural y no todas estas centrales poseen el sistema flexible de caldera dual, que les permite intercambiar gas natural por combustóleo.

Inclusive, si todas estas centrales pudieran utilizar combustóleo, no todas son propiedad de la CFE y el total de este tipo de centrales no abastece más del 50% de la demanda total, así que no se puede garantizar el abasto eléctrico confiable y tampoco se puede garantizar que los generadores privados utilizarán combustóleo, pues de hacerlo posiblemente exista alguna clase de daño a sus equipos que podría reducir el

¹⁰⁴Mares, Marco. "Fracking, sí: Rocío Nahle". *El Economista*. Jan 30, 2019. Available at: <https://www.economista.com.mx/opinion/Fracking-si-Rocio-Nahle-20190130-0008.html> Accessed, Jun 2020.

¹⁰⁵Sin Embargo. "AMLO Insiste en que México ya no Otorga Permisos para Fracking; 'Está Eliminada Esta Práctica'". *Sin Embargo*. May 20, 2020. Available at: <https://www.sinembargo.mx/20-05-2020/3789588> Accessed, Jun 2020.

¹⁰⁶Solís, Arturo. "México Puede Producir Más Gas Natural y Abatir Dependencia con EU". *Forbes*. Aug 17, 2019. Available at: <https://www.forbes.com.mx/mexico-puede-producir-mas-gas-natural-y-abatir-dependencia-con-eu/> Accessed, Jun 2020.

tiempo de vida de su central, o bien incrementar el costo de mantenimiento, por lo cual, no se puede asumir que los generadores privados cambiarán a combustóleo.

Aún si se construyeran nuevas centrales capaces de utilizar estos combustibles, el daño ambiental por el uso de combustóleo es ordenes de magnitud más grande que el del gas natural. En términos de Dióxido de Carbono (CO₂) el promedio de emisiones para el combustóleo es de 3.152 kgCO₂/kg comb, en tanto para el gas natural, son de 2.69 kgCO₂/kg GN, es decir, las emisiones de CO₂ no son demasiado más grandes que las del combustóleo.

Sin embargo, la diferencia está en términos de otros gases, en particular, en cuanto a óxidos de nitrógeno (NO_x) que es uno de los principales causantes de la lluvia ácida, el gas natural emite 2.5 menos NO_x que el combustóleo. En términos de contenido de óxidos de sulfuro (SO₂), en combustión, el gas natural emite 150 veces menos SO₂ que el diesel, alrededor de 70-1,500 veces menos SO₂ que el carbón y 2,500 veces menos que el combustóleo, siendo el combustóleo importado aquel cuyo contenido en sulfuro es menor que el local (EPA, 2015), (Molina and Vijay, 2004). Es decir, por mucho este es el combustible más sucio de entre los referidos¹⁰⁷, de tal forma que, no cumple el punto 5 de la definición de seguridad.

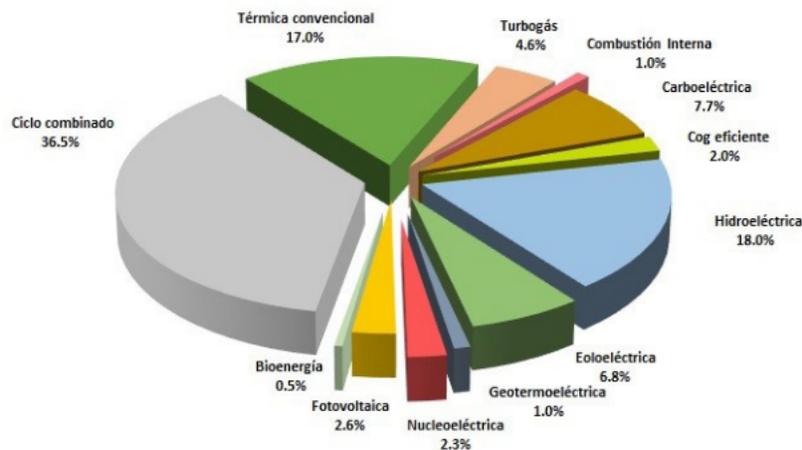


Figure 2.19: Capacidad Instalada por Tipo de Tecnología al 31 Dec 2018 (70,053 Mw)
Fuente: (Secretaría de Energía, 2019b)

2.8.2 Mapeo

¿Qué se tiene hasta el momento en términos de seguridad energética?

- La estrategia nacional actual no cumple con la definición ya que no reduce la vulnerabilidad de amenazas

¹⁰⁷MTERD. "Gas Natural y Medio Ambiente". *Secretaría de Estado de Energía del Gobierno de España: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico*. Available at: <https://energia.gob.es/gas/Gas/Paginas/gasnatural.aspx> Accessed, Jun 2020.

extranjeras, ni siquiera incluso mudando a combustóleo producido localmente ya que no hay tantas centrales que lo acepten como combustible.

- Parcialmente mitiga shocks, solamente produciendo diesel y combustóleo localmente, sin embargo, como ya se dijo, no hay suficientes centrales que acepten estos combustibles.
- Existe la disponibilidad geológica de cierta cantidad de gas natural, pero no es extraíble ya que el fracking está prohibido.
- La importación de gas natural sí depende de intereses geopolíticos.
- El uso de gas natural es relativamente amigable con el ambiente, pero el combustóleo definitivamente no es ambientalmente aceptable y tampoco lo es en términos sociales dados las múltiples afecciones a la salud ocasionadas por el aire sucio que respiran los habitantes de las comunidades aledañas a la ubicación de las centrales eléctricas que utilizan estos combustibles.

Consecuentemente, dado que México no cumple algunos de los puntos de la definición, no se puede decir que la estrategia aporte seguridad energética. Por ende, la cuestión a estudiar es ¿Cómo satisfacer la demanda futura de energía eléctrica de manera eficiente, de tal forma que provea tanta seguridad energética como sea posible a un costo razonable, que no incremente tanto las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) como para sobrepasar el punto de no retorno establecido por el IPCC?

Note que contestar la pregunta no necesariamente implica el consumo mayoritario de un combustible fósil si se plantea la opción de una alta penetración de energías renovables. La eficiencia viene dada al encontrar una mezcla de fuentes de energías óptimas que minimicen costos; la seguridad viene dada en tanto la mezcla elegida, posea fuentes al alcance de nuestro país y no dependa demasiado de la política de otros gobiernos. La mejora de la relación con el ambiente naturalmente viene dada con las energías de menor costo marginal, las renovables.

2.9 En Suma.

Este trabajo se aborda desde la óptica de la Economía Ecológica aunque toma varios métodos utilizados en la Economía Ambiental. En principio, el enfoque del trabajo es el de conservación de los recursos naturales. Asimismo, se enfatizó la potencial importancia que tiene la disponibilidad energética en términos de crecimiento económico, que aunque la evidencia no es absolutamente conclusiva, se advierte tanto mediante nuestras estimaciones como de aquellas de otros autores, la posibilidad de que la disponibilidad energética aporte al crecimiento económico en México.

Se revisaron los umbrales climáticos que se consideraron más importantes, particularmente, la cantidad estimada de GtC emitidas mediante el potencial derretimiento del Permafrost se usarán como insumo del modelo climático estimado en el capítulo empírico. Se presentan los métodos de mitigación de intermitencia que dan flexibilidad al sistema eléctrico ante una alta penetración de energías renovables. Lo primero a notar, es la gran cantidad y alta efectividad existente de estos métodos, los cuales, de implementarse, aportarían la totalidad de confiabilidad a la generación aún con una porción mayoritaria de renovables; esta configuración también adiciona a la Seguridad Energética en términos de las definiciones dadas en este capítulo.

Por último, la experiencia británica aporta algunas sugerencias adicionales que podrían resultar útiles para la implementación en México de algunos de los métodos de flexibilidad, estas son monetizar los beneficios del sistema con la finalidad de que esto funja como incentivo, por ejemplo, uno de los beneficios que aporta el almacenamiento es evitar o posponer inversiones en nueva capacidad de generación pero no hay un mercado o mecanismo que compense por este beneficio.

Adicionalmente, se recomienda garantizar la certeza de las reglas del juego, pues un cambio de política o incluso solamente el intento de cambio de las reglas manda una señal de incertidumbre a los inversionistas, lo que arruina la planificación de largo plazo y este es un rubro en el que México tiene que trabajar mucho, pues la administración presidencial que comenzó en 2018 ha realizado continuamente intentos por modificar los lineamientos a favor de la CFE sin un plan propio por parte de esta última. Por último, se debe de tener cuidado en el alcance y las implicaciones de la implementación de un sistema de almacenamiento masivo, ya que las implicaciones rebasan el ámbito del almacenamiento y podrían afectar los mercados de generación como a los servicios complementarios, podrían ocasionar que el precio de la electricidad no fuera tan fluctuante, lo que mermaría los ingresos por arbitraje, (Lever et al., 2016).

Chapter 3

Conductas No-Económicas y Posible Manipulación de Precios.

Como el lector ya habrá vislumbrado, dos riesgos son inminentes cuando se implementa una liberación del precio en el mercado eléctrico. El primero es el poder de mercado que podría ejercer una empresa o un conglomerado con una capacidad financiera grande. El segundo, y creemos que este es el más importante, es la manipulación artificial del precio. Como se verá más adelante, una empresa pequeña sin el tamaño o la influencia necesaria puede alterar severamente el precio que se le paga a este generador podría generar ganancias importantes utilizando estrategias de manipulación, por ende, dado que básicamente cualquier empresa podría alterar el precio es que consideramos este como uno de los riesgos más importantes para el mercado desde el punto de vista de los reguladores. En este apartado se llega a que temas de corrupción, fraude y manipulación son tan prevalentes y graves alrededor del mundo, que deben ser atajados desde un inicio, lo cual, en principio se hizo con la reforma eléctrica. En particular, la principal consecuencia de los puntos revisados en este capítulo es que México decide enfrentar el problema de manipulación de mercado haciendo que el precio se ofrezca al operador esté basada en costos (marginales) y la cantidad que oferten sea la máxima disponible, de tal forma de que no exista lugar para jugar con las estrategias de manipulación, (Presidencia de la República, 2014). Sin embargo, esto ocasiona otros problemas como una posible falta de inversión ante un mercado tan restrictivo, a la cual se hace frente mediante los mercados complementarios de los que se habló en el capítulo I, pero como se verá más adelante, estos mercados han sido alterados durante la administración del presidente López Obrador, lo cual da incertidumbre a la industria y complica el correcto funcionamiento del Mercado Eléctrico Mexicano. Adicionalmente, es posible que la CFE, utilice mecanismos para limitar la entrada del resto de los participantes y esta tenga condiciones privilegiadas en el mercado, de donde, surge la posibilidad de que exista un oligopolio con un participante central y potencial fijador de precios.

3.1 Introducción

Dada la apertura del sector eléctrico Mexicano y la creación del Mercado Eléctrico Mayorista, muchas empresas locales y extranjeras se apresuraron para incorporarse en las diversas modalidades, como autoabasto, operación en isla, etc. Tras el establecimiento de la reforma se estipuló que algunas de los principales participantes serían Iberdrola, Vestas, Abengoa, X-Elio Elencor, Renovalia, Enagas, Naturgy, Aleatica, Korea Electric Power Corporation (KEPCO), Enel, Odebrecht, Acciona, Intergen (UK), AES Energy (USA), y entre las empresas Mexicanas se encuentra Grupo México, Mexichem, Comexhidro, Grupo Dragón, Cemex, Gauss energía, Autlan y Genermex.

Sin embargo, no todas las empresas participantes tienen un buen historial ya que algunas se han involucrado en escándalos de prácticas de mercado no competitivas, conflictos de interés y incluso en corrupción. De hecho, este tipo de prácticas en contra del buen funcionamiento del mercado han sido tan prevalentes en otros mercados que si no son bien estudiadas y mitigadas en el mercado Mexicano, podrían inducir una manipulación del precio de mercado o bien, se podría crear una estructura de mercado aberrante, como un oligopólio.

Se entiende como poder de mercado a una serie de prácticas severamente castigadas por la Comisión Reguladora de Energía mediante las cuales una o un número reducido de empresas tiene la capacidad, por su tamaño y potencial financiero, de fijar precios y/o cantidades ofertadas en un mercado, así como de bloquear el acceso a nuevos participantes y/o de forzar la salida de las empresas presentes en el mercado. Más formalmente, Poder de Mercado se define como "la habilidad relativa de una compañía para manipular el precio de un artículo en el mercado manipulando el nivel de oferta, demanda o ambos"¹. Por otro lado, manipulación de mercado se refiere "intentos de actuar para cambiar el precio artificialmente ... con la finalidad de obtener beneficios"². Muchas de estas técnicas no necesariamente requieren que la empresa tenga un tamaño considerable o substanciales recursos financieros, lo que hace que un rango grande de empresas pudiera incurrir en estas prácticas. Nótese que existe un matiz muy relevante en términos de las definiciones que deseamos aclarar. Se entiende poder de mercado en términos de la definición de competencia perfecta como la divergencia entre precio y costo marginal, la cual se puede expresar como el índice de Lerner de la siguiente forma:

¹Kenton, Will. "Market Power". *Investopedia*. May 10, 2019.
Available at: <https://www.investopedia.com/terms/m/market-power.asp> Accessed, Mar 2020.

²Farlex Financial Dictionary. 2012 Farlex, Inc. All Rights Reserved

$$L = (P - MC)/P$$

donde:

L = Índice de Lerner.

P = Precio.

MC = Costo Marginal.

La idea de Poder de Mercado enfatiza "el alcance para el cual la firma (o el conjunto de estas) tiene discreción sobre el precio que fija", (White, 2012). En este sentido, habría un traslape entre la definición de Poder de Mercado y la Manipulación de Precios. Sin embargo, aquí la diferencia radica en los aspectos particulares del mercado eléctrico, pues en este, la fijación de precios basada en mérito permite que, cuando el precio es libre, se hagan ofertas que podrían ser perniciosas las cuales podrían ser asignadas-despachadas aún si el generador no tiene un tamaño de mercado grande, es decir, a diferencia de un mercado tradicional, digamos de chocolates, donde para influir en el precio se necesitaría una capacidad grande de producción, aquí esto no necesariamente ocurre, dadas las características particulares del mercado. Tenga un poco de paciencia el lector y más adelante se le presentarán algunas de las formas en las que los generadores han llegado a manipular precios sin necesariamente tener un tamaño importante de mercado.

En una gran cantidad de *pools* eléctricos alrededor del mundo, existieron varios casos de manipulación de precios mediante los cuales, algunos participantes de mercado obtuvieron grandes ganancias por sobreprecios los cuales recaían principalmente en los consumidores (Kaiser, 2018), algunos participantes de estos mercados han tomado ventaja de las deficiencias que muchas veces fueron dejadas de lado por los reguladores sin una intención maligna, en otros casos, los problemas emanan del hecho de haber instaurado un sistema de reglas pensado que proviene de los mercados financieros sin tomar las particularidades de los mercados eléctricos, asimismo, se ha llegado a recomendar mejores políticas de vigilancia y empoderamiento a los reguladores tal vez incluso por encima de imponer sanciones a los participantes, (Hogan, 2014a). El primer caso de gran relevancia y atención mediática fue el de Enron, el cual ocurrió principalmente el estado de California. Mediante una serie de estrategias descritas más adelante logró incrementar el precio final de la electricidad de forma constante y significativa. Posteriormente, en 2005 hubo un intento de controlar el comportamiento poco competitivo de los generadores introduciendo una legislación que contempla la prohibición de prácticas que distorsionen el buen funcionamiento del mercado, la denominada EAct, (FERC, 2005). Sin embargo, esto no ahuyentó a diversos generadores y corredores de tratar de obtener beneficio de las reglas de mercado. Uno de los casos más grandes ocurrió al comienzo del año 2008, cuando J.P. Morgan, por medio de una de

sus filiales en el mercado eléctrico, JPMVEC, logró incrementar el precio de mercado hasta 10 veces el valor promedio de mercado, (Gallo, 2015). A pesar de que ese y muchos otros casos se lograron detectar y mitigar, siguen surgiendo otros intentos por extraer ganancias adicionales.

3.2 Potenciales Comportamientos Anti-Económicos y de Corrupción Diferentes a Manipulación de Precios

Los comportamientos en contra del mercado han surgido tanto por el lado de la industria privada como de la pública. En particular, la participación privada en el sector eléctrico se remonta al sexenio del expresidente Salinas de Gortari. En aquel entonces, el único generador permitido era la Comisión Federal de Electricidad (CFE), pero esta comenzó a otorgar contratos en la modalidad CAT (Construir, Arrendar y Transferir) bajo el cual, las empresas podían ser contratistas de la CFE en generación, de esta forma, las empresas construían centrales eléctricas y la CFE compraba de antemano una cantidad de electricidad por varios años en adelante, lo cual daba certeza financiera a los empresarios. Este esquema se modificó y posteriormente se llamó PEE (Producción Externos de Energía) y finalmente, el esquema se cambió de nombre a PIE (Productores Independientes de Electricidad), (Sánchez-Salazar et al., 2004). La iniciativa privada mostró un interés tal por el mercado eléctrico mexicano que al año 2014 generaban el 48% de la electricidad total, más de lo que actualmente generan, 44%. Sin embargo, incluso antes de la reforma energética, hubo conflictos de intereses y fue muy frecuente ver el fenómeno de puerta giratoria mediante el cual, servidores públicos terminan en la iniciativa privada con cargos excepcionales como premio por su servicialidad con las empresas a las que frecuentemente favorecían cuando fungieron como servidores del estado. Se ha aseverado que el ex presidente Felipe Calderón Hinojosa tuvo este tipo de conflicto de intereses a pesar de no haberse unido a alguna empresa energética inmediatamente después de haber salido del gobierno, así como la exsecretaria de Energía Georgina Kessel³, aunque al menos del primero a la fecha de realización de este proyecto no se llegó a mostrar legalmente algún incumplimiento.

A continuación se presentarán los casos de comportamiento indebido de mercado de los principales participantes tanto públicos como privados. La razón de la existencia de esta sección es tener en cuenta las implicaciones de un proyecto energético más allá de las posibilidades técnicas y financieras, es decir, este apartado existe con la finalidad de establecer que estamos conscientes del que muchos proyectos energéticos no se dan por simples prácticas asociadas a la corrupción.

³Caso, Agustín. "Favor con Favor se Paga: Iberdrola y Felipe Calderón". *SDP*. Jul 24, 2016. Available at: <https://www.sdpmoticias.com/columnas/iberdrola-favor-favor-paga.html> Accessed, Mar 2020.

3.2.1 Comportamiento Anti-competencia: CFE

La Comisión Federal de Electricidad (CFE) se ha visto envuelta en una serie de escándalos que van desde fraudes a sus clientes como a escándalos relacionados con de corrupción. A continuación se mostrarán algunos de ellos.

La adjudicación de contratos gubernamentales suele ser un problema aún con licitación, pues no en todas las modalidades de licitación es claro el proceso de selección del contratante. Esto presuntamente ocurrió con la CFE cuando fue manejada por el Dr. Ochoa Reza. El problema surgió cuando la CFE asignó un contrato a la compañía FGG Enterprises LCC establecida en Texas para construir tres turbogeneradores. Dudas comenzaron a aflorar respecto de la legitimidad del proceso de selección cuando el contrato se asignó a la compañía antes mencionada cuando esta había sido creada apenas siete meses antes y cuando tenía competidores con tanta experiencia y renombre como General Electric, Itochu y Siemens. El contrato fue asignado a FGG y el resultado fue que los generadores no fueron construidos, a pesar de que la CFE pagó por adelantado 32 millones de dólares. Lo que ocurrió fue que FGG subcontrató a otra compañía para construirlos, a Mitsubishi Power Systems la cual argumentó que el contrato celebrado entre FGG y las instancias gubernamentales fue firmado por personas que no son los dueños ni los representantes legales, lo que invalida los términos legales y lo que no obliga ni da certeza legal a Mitsubishi para completar el proyecto. El escándalo fue muy notorio en los medios de comunicación pues el principal participante en el embrollo, Mitsubishi, no guardó silencio y acudió tanto a instancias legales como a medios para hacer saber lo que ocurría, la CFE tuvo que interponer una denuncia para reclamar la devolución de 44 millones de dólares⁴. Esta trama se presume fraudulenta en tanto el contrato fue asignado a la compañía sin revisar si quien firmaba tenía la personalidad jurídica para hacerlo, además de que el proceso de selección no fue claro.

Adicionalmente, durante la gestión de Enrique Ochoa Reza no se respetó la Ley de Adquisiciones, Arrendamientos y Servicios de Sector Público, de acuerdo con la Auditoría Superior de la Federación, al apresurar la adjudicación de contratos referentes a gasoductos sin que estos tuvieran que pasar por el Centro Nacional de Control de Gas, proceso establecido en la Ley de Hidrocarburos. El problema no escaló pues la Secretaría de la Función Pública, otorgó permiso para que este proceder se diera⁵. Este problema es de importancia para la generación eléctrica y para la CFE pues parte del gas que sería transportado por los ductos sería utilizado como combustible para las centrales eléctricas.

Otro de los casos más oscuros es el del exdirector de operaciones de la CFE durante las administraciones

⁴ABC. "Hallan Nuevo Fraude en CFE". *ABC*, May 11, 2012.
Available at: <https://abcnoticias.mx/hallan-nuevo-fraude-en-cfe/32813> Accessed, Mar 2020.

⁵La Verdad. "Exdirector de la CFE Investigado por Corrupción". *La Verdad*. Nov 23, 2019.
Available at: <https://laverdadnoticias.com/politica/Exdirector-de-la-CFE-investigado-por-corrupcion-20191123-0205.html> Accessed, Mar 2020

de Vicente Fox y de Felipe Calderón, Néstor Félix Moreno Díaz, quien teniendo solamente sueldo de servidor público solía ostentar un Ferrari y un Yate, ambos definitivamente fuera de las posibilidades de un servidor público. Una de las acusaciones fue por soborno y no surgió en México, sino que en Estados Unidos se dieron cuenta que una empresa suiza, ABB, había pagado un soborno de 1.9 millones de dólares por un contrato de 81 millones de dólares en México. La empresa ABB de hecho confesó que una de sus filiales pagó el soborno y se le impuso una multa de 17 millones de dólares, lo que luce absurdo es que la CFE pidió que ABB identificara a los culpables, para lo que tenía que iniciar una demanda la cual tuvo como resultado la victoria de la CFE, a pesar de que ante el Departamento de Justicia de los Estados Unidos ABB confesó que se había pagado el soborno⁶. No solo esto, sino que ABB fue multada en México sin que en el momento se llevara a proceso legal a Moreno Díaz. El caso completo del exfuncionario, es decir, aquel que involucra su historial completo de manejos dudosos de suposición en la CFE, llamó la atención pues en su gestión percibió por sueldo un total de 21 millones de pesos pero generó una riqueza por 36 millones. Lo que a la visión de algunos pareció injusto fue que al funcionario se le impuso una multa por tan solo MXN\$31,315 y solo se le aplicó una tercera parte de la pena solicitada, es decir, solo se le dieron 8 años de prisión⁷

En otras instancias, previo a la liberalización oficial del mercado eléctrico en México, algunos privados generaban por medio de centrales térmicas principalmente utilizando gas natural, el cual compraban en Perú a 50 centavos de dólar y lo vendían a la CFE a 14 dólares, de tal forma que el precio final de la electricidad que fue generada utilizando combustibles con un sobreprecio enorme es pagada por los consumidores finales⁸. Adicionalmente, una de las formas más típicas a nivel mundial de comportamiento anti-competencia es el cobrar consumos diferentes de los estipulados en el medidor, lo cual presuntamente ha ocurrido con la CFE y ciertamente no es extraño que ocurra dado que la empresa, para establecer el consumo por cliente tiene que mandar a personal a revisar físicamente el medidor, lo cual no es económico o exacto, por lo que muchas veces la empresa tiene que estimar el consumo basándose en el consumo pasado. Esta tolerancia y ambigüedad con la empresa, ha dado lugar a que se tome ventaja y deliberadamente se hagan cargos mayores a lo efectivamente consumido, y es esto de lo que se acusa a la CFE⁹.

En un periodo de 2011 a 2018, la CFE recibió un total de 223,036 quejas de las cuales solo se reconoció un error en 27,412 de ellas, es decir, se reconoció un fallo en apenas el 12% que constituyó un importe total de

⁶Ajenjo, Manuel. "Caso de Soborno Millonario en CFE Sigue Abierto, Otra Historia de Corrupción que No Termina". *Vivir México*. Apr, 2012. Available at: <https://vivirmexico.com/2012/04/caso-de-soborno-millonario-en-cfe-sigue-abierto-otra-historia-de-corrupcion-que-no-termina> Accessed, Mar 2020.

⁷Carrasco, Jorge. "Dan ocho Años de Cárcel a Exdirectivo de la CFE por Enriquecimiento Ilícito". *Proceso*. Mar 14, 2017. Available at: <https://www.proceso.com.mx/478060/dan-ocho-anos-carcel-a-exdirectivo-la-cfe-enriquecimiento-ilicito> Accessed, Mar 2020.

⁸Caso, Agustín. "Favor con Favor se Paga: Iberdrola y Felipe Calderón". *SDP*, Jul 24, 2016. Available at: <https://www.sdpmoticias.com/columnas/iberdrola-favor-favor-paga.html> Accessed, Mar 2020.

⁹Gutiérrez, Julio. "CFE Podría Estar Cometiendo Fraude". *Por Esto*. Jun 30, 2019. Available at: <https://www.poresto.net/2019/06/30/cfe-podria-estar-cometiendo-fraude/> Accessed, Mar 2020.

141 millones de pesos, sin mencionar que no se está seguro de que en el resto de los recibos se hayan revisado cuidadosamente¹⁰. Adicionalmente, un tema lateral a los cobros indebidos es aquel de cómo se adjudicó la compra de medidores con los que se calcula el cobro a los consumidores; en ésta pudo haber una posible emulación de competencia en la cual la empresa IUSA supuestamente compitió (con empresas fantasma las cuales su finalidad era emular que competían) en licitaciones que le hicieron acreedor de jugosos contratos por 11,833 millones de pesos entre 2013 y 2017 para proveer medidores a la CFE¹¹. Posteriormente, en manos de Manuel Bartlett la CFE volvió a adjudicar nuevos contratos a la misma empresa que dirige Raúl Salinas de Gortari (hermano del expresidente Carlos Salinas de Gortari y supuesto enemigo declarado del actual presidente López Obrador) por 2,698 millones de pesos para la compra de medidores¹², de donde, como se puede apreciar, la corrupción esta en todas partes de la cadena de valor, desde la generación, medición, y hasta en la compra de equipos de medición. Las empresas alrededor del mundo han intentado abordar este problema mediante redes inteligentes, lo cual incluye el establecimiento de medidores inteligentes, los cuales pueden reportar en tiempo real el consumo eléctrico sin intervención humana, lo cual da menos oportunidades para que sigan ocurriendo éstos altercados.

Parte del problema de corrupción de la CFE aparentemente se esta combatiendo, la administración presidencial que comenzó en 2018 creó la Gerencia de Inteligencia de Mercados, la cual, centraliza el gasto con la supuesta intención de quitarle el control a los antiguos corruptos. La intención de combatir el desfalco por robo de la CFE se pone en duda cuando a pesar de haber creado una dirección, no se presentaron cargos en contra de los supuestos corruptos¹³, sino que, Manuel Bartlett titular de la CFE, se limitó a despedir a 549 trabajadores del sindicato presuntamente ligados a corrupción¹⁴. Sin embargo, se argumenta que los despidos solo constituyen una medida paleativa con la finalidad de dar la impresión de que se ataca el mal, pues el problema de fondo sigue estando presente, y esto es un sistema de corrupción hormiga entre una cantidad enorme de empleados de la CFE, sin mencionar que el mismo director Manuel Bartlett fue denunciado por enriquecimiento ilícito afirmándose que tiene una riqueza de más de 800 millones de pesos, lo cual es 16 veces mayor a lo que declaró¹⁵, y a pesar de haber presentado pruebas, tanto la Fiscalía como Función Pública lo

¹⁰Informador. "La CFE Reconoce Errores por 140 Millones de Pesos en Recibos de Luz". *Informador*. Jul 5, 2019. Available at: <https://www.informador.mx/economia/La-CFE-reconoce-errores-por-140-millones-de-pesos-en-recibos-de-luz-20190705-0065.html> Accessed, Mar 2020.

¹¹Expansión. "Los 10 Escándalos Empresariales que Dejó 2017 en México". *Expansión*. Dec 12, 2017. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2017/12/06/los-10-escandalos-empresariales-que-dejo-2017-en-mexico> Accessed, Mar 2020.

¹²El Heraldo de México. "Empresa Dirigida por Raúl Salinas Gana Licitación de CFE para Compra de Medidores". *El Heraldo de México*. Jun 27, 2019. Available at: <https://heraldodemexico.com.mx/mer-k-2/empresa-dirigida-por-raul-salinas-gana-licitacion-de-cfe-para-compra-de-medidores/> Accessed, Mar 2020.

¹³Energía a Debate. "Denuncia CFE Supuesta Corrupción en Compras". *Energía a Debate*. Dec 23, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/denuncia-cfe-supuesta-corrupcion-en-compras/> Accessed, Mar 2020.

¹⁴Cruz, Noé. "CFE Cesa a 549 Empleados en 2019 Ligados a Corrupción". *El Universal*. Nov 12, 2019. Available at: <https://www.eluniversal.com.mx/cartera/cfe-cesa-549-empleados-en-2019-ligados-corrupcion> Accessed, Mar 2020.

¹⁵Quintero, Areli. "Bartlett Bienes Raíces". *Otras Plumas*. Ago 28, 2019. Available at: <https://www.carlosloret.com/2019/08/bartlett-bienes-raices/> Accessed, Mar 2020.

declararon inocente, lo que hace dudar de la legitimidad del intento de eliminar la corrupción en la empresa que preside.

Con todo lo anterior, para nada se está implicando que la asociación público-privada sea poco fructífera pues el otro extremo, aquel donde existe un solo generador el cual es la CFE, a menudo conlleva enormes costos e ineficiencias que pudieron haber sido abatidos fácilmente en un esquema de competencia, de hecho, se tienen costos mayores de generación de las centrales de la CFE algunas de las cuales son de carbón, de gas natural o hidroeléctricas, pero de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía, la generación de empresas privadas es entre 34% y hasta 50% más barata que la de la CFE, (?). En la Tabla 3.1 se muestran los costos promedio de generación por tipo de central, estos datos no se refieren los precios ofrecidos en subastas, los cuales, suelen ser todavía menores:

Tipo de Central	USD\$/MWh
Geotérmica	43.3
Ciclo Combinado (Gas Natural)	49
Eólica	56.6
Hidroeléctrica	59.8
Solar	59.9
Ciclo Combinado Almacenamiento	73.8
Nuclear Avanzada	91.6
Carboeléctrica Convencional	94.1
Biomasa	94.2
Carbo. Almacenamiento	129

Table 3.1: Costo de Generación de Referencia, no es universal.
Fuente: Comisión Reguladora de Energía

3.2.2 Comportamiento Anti-competencia: Privados

Si bien es cierto que cerca del 46% del mercado eléctrico mexicano pertenece a generadores privados, estos no poseen una distribución equitativa del mismo. Solamente Iberdrola y Naturgy generan más del 20% de la electricidad¹⁶, esto sin mencionar que Iberdrola tenía como meta poseer el 20% del MEM para el año 2020¹⁷ que junto con el resto de los participantes Españoles podrían generar arriba del 30% de la porción correspondiente a los privados. Adicionalmente, desde 1999 hasta el 2018 España ha invertido la masiva cantidad de 63,012 millones de dólares lo que hace más que pertinente revisar con mayor detalle el comportamiento de este grupo de empresas. Idóneamente, los contratos debieron de ser asignados mediante licitaciones transparentes en donde las propuestas de los empresarios puedan ser consultadas públicamente, pero al parecer,

¹⁶Opportimes. "Iberdrola y Naturgy Generan 20% de la Electricidad en México". *Opportimes*, Sept, 2019. Available at: <https://www.opportimes.com/iberdrola-y-naturgy-generan-20-de-la-electricidad-en-mexico/> Accessed, Mar 2020.

¹⁷Vanguardia. "Empresas Españolas Toman Poco a Poco el Sector Eléctrico de México". *Vanguardia*. Feb 11, 2019. Available at:<https://vanguardia.com.mx/articulo/empresas-espanolas-dominan-el-sector-electrico-de-mexico> Accessed, Mar 2020.

esto no fue así pues muchos contratos fueron declarados ilegales por la Auditoría Superior de la Federación (ASF). La Comisión Reguladora de Energía (CRE) otorgó permisos por el 19% de la generación total que pertenecía a empresas extranjeras¹⁸.

Más aún, entre 2014 y 2017, la inversión directa de las empresas Ibéricas en el sector eléctrico Mexicano ascendió a USD \$2,350 millones, inversión que fue seguida por aquella de las empresas Italianas con cerca de USD \$1,595 millones y hasta un tercer lugar se encuentran las firmas norteamericanas con USD\$ 919 millones¹⁹.

3.2.2.1 Conglomerado Mexicano

No es el objetivo de este proyecto investigar a todas las empresas mexicanas que participan en el MEM, sino que solo se expondrá los rasgos más característicos de algunas de las más importantes en temas de corrupción.

3.2.2.1.1 Mexichem-Orbia Es una empresa principalmente dedicada a la industria química y petroquímica, la cual tiene una importante participación en la producción de PVC. Esta empresa tuvo la intención de asociarse con PEMEX en la generación eléctrica mediante centrales de cogeneración con una capacidad de 530 MW, para lo cual se contempló inicialmente una inversión de USD\$650 millones²⁰. Asimismo, se estipula que otras divisiones de esta empresa serían los principales compradores de la energía a un costo potencialmente más bajo que el de mercado posiblemente en un esquema de autogeneración.

Sin embargo, este tipo de asociación ya ocurrió en el pasado en una planta de generación de cloruro de vinilo, denominada 'Pajaritos' y no estuvo libre de escándalos de corrupción. El intento de Mexichem fue el de hacer una alianza con PEMEX para operar la planta y adquirir la mayoría de la participación para obtener el control de la misma, el cual logró mediante una inversión de 290 millones de dólares, los cuales, al parecer nunca aportó. Esta planta aportaba como ganancia a PEMEX una cantidad de 4,500 millones de pesos previo a la fusión²¹. Posiblemente, la intención de Mexichem era el autoconsumo del cloruro en otra de sus áreas de negocio. La planta tuvo una remodelación entre 2001 y 2004, la cual debía incrementar su capacidad de producción de 200,000 toneladas de cloruro de vinilio a 400,000.

¹⁸Caso, Agustín. "Favor con Favor se Paga: Iberdrola y Felipe Calderón". *SDP*, Jul 24, 2016.

Available at: <https://www.sdpmoticias.com/columnas/iberdrola-favor-favor-paga.html> Accessed, Mar 2020.

¹⁹Sánchez, Axel. "España es el Principal 'Motor' Foráneo de la Energía en México". *El Financiero*. Apr 14, 2018.

Available at: <https://www.elfinanciero.com.mx/empresas/espana-es-el-principal-motor-foraneo-de-la-energia-en-mexico> Accessed, Mar 2020.

²⁰Obras-Expansión. "Mexichem, Interesada en Generar Electricidad". *Obras-Expansión*. Ago 25, 2014.

Available at: <https://obras.expansion.mx/construccion/2014/08/25/mexichem-interesada-en-generar-electricidad> Accessed, Mar 2020.

²¹Raphael, Ricardo. "Los Tres Macrorobos de Pemex". *El Universal*. Ago 21, 2017.

Available at: <https://www.eluniversal.com.mx/columna/ricardo-raphael/nacion/los-tres-macrorobos-de-pemex> Accessed, Mar 2018.

Se contrató a la empresa Española Duro Felguera la cual, de acuerdo con la Secretaría de la Función Pública pactó previamente con PEMEX la utilización de materiales chatarra y la compra de equipo a sobreprecio de hasta el 300% que muchas ni siquiera funcionaban. Esto resultó no en un incremento de la capacidad de producción de la planta sino en un decremento, el cual llegó a tener una capacidad instalada de 200,000 toneladas. Asimismo, la planta solía operar con cerca de 2,000 empleados, pero tras la fusión con Mexichem, se redujo el número de empleados a 800 la cual fue inducida por el privado. Al poco tiempo, ocurrió una explosión en sus hornos, desde luego llamó la atención el que la planta ya se encontraba bajo administración de Mexichem. Nunca se aclaró si la posible causa se debió a algún desperfecto ocasionado por la remodelación presuntamente fraudulenta, o por el recorte de personal sugerido por Mexichem²². Después del accidente, la planta cerró y dejó de tener ese constante y amplio flujo de ingresos.

3.2.2.1.2 Grupo México Es una empresa Holding cuya principal actividad económica es la minería, metalurgia y desarrollo de infraestructura. Fue responsable por el desastre en la mina de Pasta de Conchos en la que numerosos trabajadores perdieron la vida en una explosión de carbón, así como de derramar 3,000 litros de ácido sulfúrico en el Mar de Cortés y también de derramar residuos tóxicos en el Río Sonora que afectó a 22,000 personas en 24 comunidades. Esta empresa ha estado ligada a numerosos escándalos que se pueden asociar a un comportamiento controversial, cuanto menos. En España, se le adjudicó la explotación de la mina Aznalcóllar por 30 años junto con Magtel sin supuestamente haber cumplido los requisitos de concesión y habiendo sido la peor calificada en cuanto a cuidado por el ambiente. La concesión minera fue suspendida por sospecha de corrupción. En Perú, la empresa operó la mina de cobre de Cocachacra, la cual, presuntamente fue operada de manera irresponsable y causó daño al ambiente y a las comunidades cercanas, al poco tiempo, la mina fue cerrada²³.

3.2.2.1.3 Deslec-Comexhidro El proyecto en cuestión es una central hidroeléctrica Deslec1-Comexhidro para la hidroeléctrica Puebla 1 en el río Ajajalpan. La empresa fue acusada de primeramente de haber influido en el proceso de cambio de tipo de suelo y licencias de tipo de suelo para permitir la construcción de la obra. Adicionalmente, se acusa que tanto la empresa como los funcionarios públicos locales ocultaron información y favorecieron el otorgar los permisos necesarios mediante conductas corruptas: se falsificó el logotipo y sellos municipales, se otorgó el permiso y licencias de construcción unilateralmente sin que fueran aprobados en sesión de cabildo²⁴.

²²González, Luis. "Pajaritos, una Planta con Mucho Karma". *El Economista*. Apr 21, 2016
Available at: <https://www.economista.com.mx/opinion/Pajaritos-una-planta-con-mucho-karma-20160422-0003.html> Accessed, Mar 2020.

²³El Soberano. "Grupo México: Desastre Ambiental y Corrupción". *El Soberano*. Jul 14, 2019.
Available at: <https://elsoberano.mx/principal/grupo-mexico-corrupcion/> Accessed, Mar 2020.

²⁴Marlo, Mario. "Cabildo Municipal de Ahuacatlán, Puebla, Declara Ilegales Permisos para Construcción de Hidroeléctrica Puebla 1". *Somos el Medio*. Jan 15, 2020.
Available at: <https://www.somoselmedio.com/2020/01/15/cabildo-municipal-de-ahuacatlan-puebla-declara-ilegales-permisos-para-construccion-de-hidroelectrica-puebla-1-para-walmart/> Accessed, Mar 2020.

3.2.2.1.4 Cemex La empresa creó su división Cemex Energía, la cual, no solo tiene la intención de autoabastecerse, sino de exportar excedentes y eventualmente, generar explícitamente con el objetivo de venderla a terceros. Inicialmente tienen un plan de generar 3.5GW entre el año 2020 y el 2022. La rama de generación eléctrica de la empresa es nueva y no se ha involucrado en cuestiones fraudulentas que hayan salido a la luz, todavía. Sin embargo, la empresa sí se ha visto envuelta en escándalos en otras áreas de negocio, por ejemplo, su filial de Colombia fue acusada de haber otorgado aportaciones a la campaña de Juan Manuel Santos y a otros partidos políticos por un millón de dólares. Presuntamente la empresa apoyo a quien fuera ministro de Vivienda en el 2012, Germán Vargas, quien se estipulaba que sería el siguiente primer mandatario de Colombia con la finalidad de obtener beneficios en las contrataciones gubernamentales²⁵. Asimismo, uno de los ex-empleados de CEMEX fue acusado de fungir como presta-nombres para que la empresa comprara terrenos incluyendo tierras ejidales que después explotaría como canteras²⁶. Si bien es cierto que de la división energía de CEMEX México no esté involucrada en cuestiones fraudulentas, el que otras divisiones del mismo holding estén realizando prácticas tan ventajosas y deplorables como las que hizo Odebrecht en Colombia, no habla bien de la empresa a quien Cemex Energía le responde y de quien recibe ordenes.

3.2.2.1.5 Autlan Es una empresa cuya principal actividad económica es la minería. La empresa tiene intención de explotar la energía renovable. La primera intención de la empresa era la autogeneración para reducir sus costos, acción que logró mediante la central eléctrica de Atexaco reduciendo sus costos en 10 millones de dólares por año; se desea vender los excedentes de su generación y eventualmente que ésta división de energía sea en sí misma una división de negocio en donde el autoabasto sea un área pequeña y la venta a terceros el área principal²⁷. Sin embargo, el informe de Derechos Humanos de las Naciones Unidas establece que la minera Autlán incurrió en "grave daño ecológico y despojo del territorio en diez comunidades de la Sierra Hidalguense", (ONU, 2016). En este informe destaca que se ha contaminado mantos acuíferos subterráneos, contaminación del aire y suelo así como daños graves a la infraestructura de las poblaciones. Asimismo, se afirma que en la localidad de Ixcotla se ha presionado a los pobladores con "violencia y amenazas" para mover todo el pueblo y sus actividades económicas con el; en Naopa se ha tendido a criminalizar la protesta social, de donde, se sospecha la posible colusión con los funcionarios locales. Asimismo, en esta comunidad se ha amenazado a los habitantes para que vendan sus tierras a precio menor al valor comercial.

²⁵Infobae. "La Mexicana Cemex fue Involucrada en Presunto Caso de Corrupción en Colombia". *Infobae*. Jun 17, 2019. Available at: <https://www.infobae.com/america/mexico/2019/06/17/la-mexicana-cemex-fue-involucrada-en-presunto-caso-de-corrupcion-en-colombia/> Accessed, Mar 2020.

²⁶24 Horas. "Cemex, Acusada de Compra Irregular de Terrenos". *24 Horas*. Ago 21, 2019. Available at: <https://www.24-horas.mx/2019/08/21/cemex-acusada-de-compra-irregular-de-terrenos/> Accessed, Mar 2020.

²⁷Opportimes. "Autlán Vende Energía Eléctrica Desde Enero". *Opportimes*, Apr 5, 2019. Available at: <https://www.opportimes.com/autlan-vende-energia-electrica-desde-enero/> Accessed, Mar 2020.

3.2.2.2 Conglomerado Español

Como ya se dijo anteriormente, la industria eléctrica española es posiblemente el inversor privado más importante en el mercado eléctrico mexicano, por lo que es importante revisar cómo ha funcionado esta industria en su país, en España. En este país, no hay un monopolio eléctrico, pero se ha llegado a afirmar que la estructura de mercado es oligopólica, la cual se fortaleció durante la dictadura de Franco pues la industria no se nacionalizó, se dejó en manos privadas aunque esto no fue suficiente para que la industria resistiera, pues solo las empresas que generaban grandes cantidades a un costo más bajo pudieron subsistir en el mercado, el resto se desvaneció o fue adquirido por las empresas que continuaban en pie, este conflicto se desarrolló desde los 40's hasta los 70's²⁸, a partir de entonces, la estructura de mercado ha cambiado considerablemente, sobre todo a partir de la liberalización de 1997 donde la concentración de mercado aumentó.

Un fenómeno que aparece con mayor frecuencia en el sector eléctrico español es el denominado puertas giratorias, en este, anteriores servidores públicos de alto nivel del gobierno en actividades relacionadas con la energía terminan siendo empleados con un notable incremento salarial en alguna de las empresas energéticas, lo cual, podría hacer propensas a algunas personas a beneficiar a uno u otro actor económico²⁹, por ejemplo, la ex-ministra de Economía, Elena Salgado, terminó siendo consejera en la empresa de energéticos Endesa, de la misma manera que el expresidente, José María Aznar quien también es asesor de Endesa, así como Felipe González, quien es consejero en Gas Natural Fenosa, aunque este solo es uno de los muchos casos que han ocurrido. La gente que ha tenido cargos de autoridad en el sector público son ampliamente buscados por las empresas dado que poseen habilidades técnicas, y por la enorme cantidad de contactos, así como por conocer el funcionamiento interno de los órganos públicos³⁰. De esa misma forma, también existe la posibilidad de que personas en cargos públicos de importancia obren en favor de una industria o bien, no la perjudiquen con la finalidad de que al finalizar su mandato tengan empleo asegurado. Por otro lado, es menester notar que esta práctica ocurre a nivel global, para nada es privativo de España.

3.2.2.2.1 Iberdrola: Manipulación de Precios en España El gigante energético Iberdrola fue acusado por la Fiscalía Anticorrupción Española de haber llevado prácticas que redundaron en una alteración artificial del precio de generación de la electricidad, lo cual le llevo a ganar 20 millones de euros durante el invierno de 2013. La empresa fue multada por un total de 25 millones de euros, a pesar de que negó las acusaciones acerca del caso. El caso logró llamar la atención de los medios de forma tal que se modificó el

²⁸Tortella, Gabriel. "Energía y Poder, Pasado y Presente". *El País*. Dec 29, 2013. Available at: <https://elpais.com/economia/2013/12/28/actualidad/1388256138834691.html> Accessed, Mar 2020

²⁹Vargas, Pablo. "Las Puertas Giratorias en el Sector Energético Español: De la Corrupción a la Estafa". *Nueva Tribuna*, Feb, 2013.

Available at: <https://www.nuevatribuna.es/articulo/economia/las-puertas-giratorias-en-el-sector-energetico-espanol-de-la-corrupcion-a-la-estafa/20130222124023088698.html> Accessed, Mar 2020.

³⁰Navas, José. "Las Conexiones 'Eléctricas' de los Políticos". *El Mundo* Mar, 2012.

Available at: <https://www.elmundo.es/elmundo/2012/03/05/economia/1330963998.html> Accessed, Mar 2020.

sistema de fijación de precios.

¿Cómo ocurrió la manipulación de precios? Para comenzar, este tipo de estrategia que impactó a los precios solo pudo haberse hecho por una empresa grande, la cual tuviera amplia participación en el mercado y tuviera diferentes tipos de centrales de generación. La fiscalía argumentó que Iberdrola incrementó sin razón aparente, el precio de sus centrales hidroeléctricas de Duero, Sil y Tajo. Como el precio era mayor que el del mercado, el despachador no pudo asignarlas y lo que se gana es que súbitamente, hubo menos generación disponible, es decir, como las centrales hidroeléctricas salieron de línea quedó menos capacidad disponible dada una cantidad constante de demanda, lo cual encareció el precio de generación del resto de las centrales, principalmente basadas en gas natural. Cabe mencionar que a diferencia de algunas jurisdicciones, el haber cometido esta manipulación no solo conlleva una multa sino una potencial estancia en prisión al responsable³¹

Adicionalmente, la empresa Avangrid, propiedad de Iberdrola fue denunciada por la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) por intentar manipular el precio del mercado eléctrico en Estados Unidos mediante el cual, tuvo ganancias de 330 millones de euros³². Supuestamente, Avangrid junto con Eversource restringieron la capacidad de transmisión de gas natural en un oleoducto, lo que presuntamente ocasionó que el precio del combustible se incrementara. De forma paralela, Avangrid posee centrales de generación por gas las cuales compran el combustible a su misma empresa a un sobreprecio, lo cual termina levantando el precio de generación eléctrica. Se estimó inicialmente un costo de recuperación de USD\$3.6 mil millones de dólares para los consumidores. Sin embargo, la empresa apeló la decisión y ganó bajo el argumento de que FERC no solo permite sino que requiere las prácticas por las cuales se interpuso la demanda³³. Este tipo de estrategias, las cuales se mencionarán con mayor detalle más adelante intentan aprovecharse de cualquier vacío legal que encuentren, y que a pesar de que no están estrictamente prohibidas, ciertamente terminan dañando al consumidor, lo cual termina siendo un comportamiento no ético.

3.2.2.2 Iberdrola: Espionaje, Chantaje e Información Falseada en España En este caso, tanto la empresa Iberdrola y BBVA presuntamente contrataron a la empresa CENYT, la cual es en parte propiedad del excomisario José Manuel Villarejo para servicios de inteligencia durante 2004 a 2016 en los que se involucró "el espionaje a un juez, la filtración en plataformas contrarias a los intereses de la eléctrica, el hostigamiento de miembros del comité de empresa de la central nuclear de Confrentes, la investigación

³¹Hernández, José. Sevillano, Elena. "Anticorrupción Acusa a Iberdrola de Ganar 20 Millones al Manipular el Precio de la Luz". *El País*. May 11, 2017.

Available at: <https://elpais.com/economia/2017/05/10/actualidad/1494430415267693.html> Accessed, Feb 2020

³²Caso, Agustín. "Favor con Favor se Paga: Iberdrola y Felipe Calderón". *SDP*. Jul 24, 2016.

Available at: <https://www.sdpnoticias.com/columnas/iberdrola-favor-favor-paga.html> Accessed, Mar 2020.

³³Green, Douglas. Coffin, Shannen. "1st Circuit Dismisses \$3.66 Billion Class Action Against Eversource, Avangrid". *Steptoe*. Sept 30, 2019.

Available at: <https://www.steptoec.com/en/news-publications/1st-circuit-dismisses-dollar366-billion-class-action-against-eversource-avangrid.html> Accessed, Mar 2020.

a un accionista crítico ... para neutralizar las pretensiones del presidente Florentino Pérez, de entrar en el Consejo de Administración de Iberdrola”. Por estos actos, se le acusa a la empresa de los delitos de cohecho y revelación de secretos. Pero el tipo de conductas no éticas por parte de la empresa no terminó aquí, sino que su trabajo para BBVA presuntamente tuvo acceso al tráfico de llamadas de los involucrados, lo cual incluyó llamadas de carácter personal que fueron usadas en contra del jefe de la oficina económica del Palacio de la Moncloa³⁴. En particular, en el caso del espionaje de la central nuclear, Iberdrola presuntamente utilizó la empresa de Villarejo para espiar a potenciales empleados del sindicato filtraron a organizaciones ambientalistas información donde se admite deficiencias por lo que la empresa fue denunciada por hostigamiento y acoso³⁵.

Sin embargo, el comportamiento no ético de la Iberdrola no acaba aquí, pues a esta también se le ha acusado de presentar documentación falseada con la finalidad de expropiar 500 hectareas para el establecimiento de una central fotovoltaica, afectando acuíferos y zonas arqueológicas. La central esta pensada para tener una potencia instalada de 500MW. Aparentemente, Iberdrola informó incorrectamente a los dueños del territorio con la finalidad de expropiar su tierra sin necesariamente tener su consentimiento³⁶.

3.2.2.2.3 Asociación Gubernamental No es extraño que, alrededor del mundo, se encuentren casos en donde por medio de las conexiones políticas se ha logrado obtener favores en beneficio de empresas. Es posible que esto haya ocurrido en España en el sector eléctrico entre 2007-2010, con el gobierno del partido socialista PSOE. Se investiga si los encargados de la administración en aquel entonces permitieron que las empresas eléctricas cobraran entre 2,500 y 3,500 millones de Euros por concepto Costes de Transición a la Competencia.

Esta cuota fue permitida a las empresas eléctricas en el año de 1997, cuando fue la liberalización de mercado y se les permitió hacer el cobro por potenciales costos extraordinarios en los que pudieran incurrir y con la finalidad de que aseguraran un margen de ganancia en al inicio del nuevo periodo de mercado, cuando gobernaba el PP. La compensación era de 36 eur/MWh para ser topados en 9,600 millones de euros; cuando el precio de los combustibles subió, el precio de generación subió a una cantidad mayor a 36 eur/MWh por lo que hubo cobros adicionales. En 2006 se canceló este cobro pero no se liquidó, en términos de que no se exigió que las empresas devolvieran el remanente. Después de un enredo institucional, se descubrió que el

³⁴Baena, Paula. "Caso Villarejo: Luz Sobre la Pieza del BBVA mientras Asenjo Desgrana la de Iberdrola". *Moncloa*. Feb 4, 2020.

Available at: <https://www.moncloa.com/caso-villarejo-bbva-iberdrola/> Accessed, Mar 2020.

³⁵Olmo, Maria. Gabilondo, Pablo. "Iberdrola También Encargó a Villarejo Espiar a Sindicalistas de la Nuclear de Cofrentes". *El Confidencial*. Nov, 2019.

Available at: <https://www.elconfidencial.com/espana/2019-10-11/iberdrola-encargo-villarejo-espiar-sindicalistas-central-cofrentes2278280/> Accessed, Mar 2020.

³⁶Cortés, Josep. "El Juez Imputa a Iberdrola por Estafa en su Planta Fotovoltaica de Badajoz". *Crónica*. Nov, 2019.

Available at: <https://cronicaglobal.elespanol.com/business/iberdrola-imputada-estafa-fotovoltaica292883102.html> Accessed: Mar, 2020.

estado tenía 4 años a partir del 2006 para exigir el pago, pero no lo hizo, lo que lleva a cuestionar la razón de este hecho, ¿fue un descuido? ¿hubo algún manejo corrupto?³⁷. Los cobros son los siguientes:

Empresa	Cobro (Millones de Euros)
Endesa	1,562
Iberdrola	1,159
Viesgo	4342
Fenosa	276
Cantábrico	155

Table 3.2: Empresas Beneficiadas y Montos.
Fuente: El País

3.2.2.2.4 Mediciones Ambiguas: España Se refiere a un cobro aparentemente erróneo por medio del cual, la industria eléctrica tiene algunos beneficios importantes. En resumen se trata de lo siguiente: para el tipo de instalación trifásica, las compañías cobran cada mes el concepto de "término de potencia" que se basa en parámetros publicados (potencias normalizadas) por el Ministerio de Industria. Se ha argumentado que el cálculo debería ser de 398.17 voltios para la tensión entre fases y el problema es que el boletín lo redondea a 400 voltios. A un precio de 3.5 euros/KW y considerando el consumo medio solo se estaría adicionando en promedio 42 Watts lo que solo representa 0.15 Euros a cada cliente. El inconveniente es que existen casi 3 millones de clientes en esta modalidad, lo que implica un cargo de 35 millones de euros desde el 2006 hasta el 2015³⁸. Si bien es cierto que para una industria que trabaja cantidades en miles de millones de dólares, un cobro del que se habla puede parecer despreciable, lo que debe ocurrir es que toda industria debe ser transparente y no se le debe permitir hacer cargos pequeños que terminen sumando cantidades importantes.

3.2.2.2.5 Otra Visión del Fraude en España España ha decidido prevenir futuras debacles en términos de comportamientos ilícitos de sus empresas, por lo que ha creado instituciones y comisionado algunas de las ya existentes a vigilar el correcto funcionamiento del mercado eléctrico.

El precio del Mercado Eléctrico Español es uno de los más altos de Europa, aunque cabe mencionar que es tan alto como Alemania, Italia, Dinamarca, Irlanda y ligeramente más alto que el promedio del área del Euro, aunque es sustancialmente más alto que países como Lituania, Polonia, Estonia y Rumanía, como lo muestra la Figura 3.1. En cierto sentido, se puede pensar que España es competitiva o al menos lo es tanto como el resto de sus países vecinos de Europa del Oeste, lo cual, no necesariamente lo hace totalmente competitiva.

³⁷Altozano, Manuel. "La Fiscalía Investiga a Industria por Perdonar 3,000 millones a Eléctricas". *El País*. Nov, 2014. Available at: <https://elpais.com/economia/2014/11/15/actualidad/1416071455967695.html> Accessed, Mar 2020.

³⁸Torres, Juan. "Así Roban las Eléctricas y el Gobierno a las Familias Españolas". *Asturbulla*, Sept, 2015. Available at: <http://www.asturbulla.org/index.php/politica/corrupcion-y-fraude/28331-asi-roban-las-electricas-y-el-gobierno-a-las-familias-espanolas> Accessed, Mar 2020.

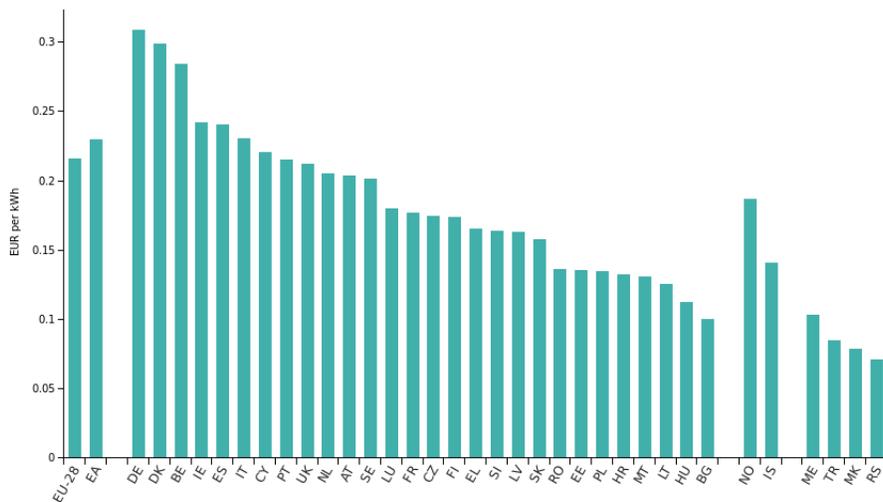


Figure 3.1: Precios de la Electricidad Primer Semestre 2019, incluyendo impuestos.

Fuente: Eurostats.

Available at: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php/Electricity_prices_statistics

El que los precios sean tan altos en el área oeste de Europa en comparación con el este no necesariamente es señal de manipulación o fraudes, simplemente podría deberse a que las fuentes por las cuales generan electricidad en un área sean más asequibles o haya más en abundancia en comparación con otras, por ejemplo, disponibilidad de capacidad hidroeléctrica, solar o eólica, así como la cercanía con los lugares de extracción o importación de combustibles. En adición a lo anterior, los siguientes son factores alternativos que ayudan a explicar el precio,³⁹:

- Precio de los combustibles: Los principales combustibles de las centrales térmicas están basados en el petróleo o en el gas natural, en particular, el precio del petróleo es sumamente variable y está sujeto a factores muy irregulares como las estrategias geopolíticas de los grandes productores, de tal forma que en Mayo del 2008 el precio alcanzó los USD \$151 / Barril, y en Marzo del 2020, el precio bajó hasta los USD \$35 / Barril. Variaciones tan abruptas pueden hacer que el precio de la electricidad en un mercado liberalizado también fluctúe ampliamente.
- Clima: Este influye notablemente en el precio, un clima más cálido de lo normal en el verano requerirá mayor demanda para hacer funcionar los sistemas de aire acondicionado, análogamente, en el invierno se requerirá más energía para hacer funcionar los sistemas de calefacción.
- Política: Se refiere a cambios en las leyes que puedan infringir un costo adicional o un beneficio sobre el precio de la electricidad, por ejemplo, un costo se refiere a impuestos a la generación eléctrica o bien a la emisión del Dióxido de Carbono. Un beneficio podría ser un subsidio a la utilización de electricidad proveniente de fuentes limpias.

³⁹Colón, Javier. "¿Manipulación del 'pool' o mediática?. *El Periódico de la Energía*. Jun, 2018. Available at: <https://elperiodicodelaenergia.com/manipulacion-del-pool-o-mediatica/> Accessed, Mar 2020."

Los tres puntos anteriores han influido el precio de los mercados internacionales de la electricidad, y España no ha sido la excepción, desde 1997 el precio del petróleo escaló de cerca de USD\$32 /Barril, hasta USD\$165 /Barril en junio del 2008, donde cayó por la crisis inmobiliaria para repuntar nuevamente hasta el 2014, de donde, al menos en este periodo de tiempo no es extraño pensar que el precio de la electricidad debió de haberse incrementado. Adicionalmente, Europa cuenta con un mercado de comercio de derechos de emisión que intercambia emisiones, el cual tiene la finalidad de encarecer el consumo de combustibles fósiles, lo cual solo adiciona al debacle anterior.

Por otro lado, como lo muestra la Tabla 3.3 , desde 1997, el último año antes de que se estableciera el mercado eléctrico, las condiciones competitivas han cambiado substancialmente. La cuota del mayor agente ha pasado del 47% al 21% lo que es un indicativo de que no existe un oligopolio con Firma Dominante, lo que no necesariamente descarta la existencia de un oligopolio con pocas firmas dominantes. De hecho, la Comisión Europea considera que un mercado donde el principal participante tiene una participación de menos de 25% es difícil no concebirlo como oligopólico, el valor reportado de 21% no esta tan lejos del umbral antes mencionado. En el segundo renglón de la tabla se muestra que, la cuota de los dos agentes más grandes a pesar de estar en declive desde el 76% previo a la liberalización, hasta un 39%, el que esta última cifra sea tan grande podría ser un indicativo de cierta forma de poder de mercado. Sin embargo, el índice de concentración de Herfindahl cae desde 3.218 a 1.068 en el año 2012 y vuelve a subir; si bien es cierto que un valor del índice menor que 2 es señal de no-concentración se debe recordar que el índice va en ascenso. Por último, la cantidad de participantes generadores se incrementó de 4 a 16, lo cual, en principio es un buen indicativo, lo que falta revisar es la porción que posee cada uno⁴⁰.

Característica	1997	2012	2015
Cuota del mayor agente	47%	21%	21%
Cuota de los 2 mayores	75%	41 %	39%
Herfindahl	3.218	1.068	1.299
Participantes totales	4	16	16

Table 3.3: Características Competitivas del Mercado Eléctrico Español.

Fuente: Energía y Sociedad

Lo anterior, es evidencia a favor del que el mercado se ha vuelto más competitivo y que la posibilidad de fraude o de manipulación de precios se ha reducido sin llegara afirmar que, no hay ciertas formas de poder de mercado o que los fraudes han desaparecido en España, en el caso Mexicano no se puede afirmar lo mismo, aunque, como se verá más adelante, las legislaciones instauradas para el Mercado Eléctrico Mexicano, si se hacen valer efectivamente, tienen enormes posibilidades de mitigar los efectos de fraude o corrupción.

⁴⁰Energía y Sociedad. "Competencia en el Mercado Eléctrico". *Energía y Sociedad*. 2017. Available at:<http://www.energiaysociedad.es/manenergia/6-7-competencia-en-el-mercado-electrico/> Accessed, Mar 2020

Por otro lado, en territorio Mexicano ha habido comportamientos extraños por parte del grupo de empresas españolas. Las principales empresas participantes en México son Iberdrola, Renovalia, Elencor, Abengoa, OHL (Aleatica), a continuación algunas de las cuestiones dudosas de este grupo de empresas.

3.2.2.2.6 Iberdrola en México Iberdrola tiene más de 20 años en México, y al 2020 tiene cerca de 8,500 MW en 15 centrales de ciclo combinado y cogeneración, 365 MW en 5 parques eólicos y 270 MW en dos parques fotovoltaicos en 13 estados de la república y con 1300 empleados⁴¹.

El problema de las puertas giratorias es de carácter global, como ya se había dicho, en este caso fue el ex presidente mexicano Felipe Calderón Hinojosa quien al terminar su mandato y dejar pasar tres años, comenzó a laborar como consejero para la empresa Avangrid, con sede en Estados Unidos que a su vez es propiedad de Iberdrola. Adicionalmente Yamilett Kesel Martínez exsecretaria de Energía durante el mandato del Sr. Calderón se unió posteriormente al consejo de administración de Iberdrola. También formó parte de este consejo el Sr. Harminio Blanco Mendoza, negociador del TLCAN y exsecretario de Comercio y Fomento Industrial durante el mandato de Ernesto Zedillo, es decir, no han sido pocas las personas de alto perfil y con posible conflicto de intereses quienes han sido parte de grupo Iberdrola⁴². Particularmente, El Sr. Calderón fungió como Secretario de Energía y posteriormente, en la presidencia, otorgó contratos importantes a la empresa en los rubros de generación, distribución y comercialización de electricidad, algunos de los cuales fueron caracterizados como ilegales por parte de la Auditoría Superior de la Federación en México, y a pesar de ello, no se le prohibió a la empresa de continuar sus actividades, sino que se le asignaron mayores responsabilidades. Por lo anterior, surgieron rumores respecto del cargo del expresidente en Avangrid, pues muchos se cuestionan si esto no es un pago de favores.

En suma, Iberdrola tuvo beneficios como el permiso de vender energía a 194 grandes empresas en México. Durante el sexenio del presidente Felipe Calderón se le asignaron contratos de 605 millones de dólares para modernizar el reactor de laguna verde y en 2007 se le adjudicó un contrato por 2,669 millones de Euros, es decir, durante el sexenio del presidente Felipe Calderón Iberdrola se convirtió en la principal generadora de energía eléctrica privada en México, y a pesar de que esto no es evidencia concluyente de corrupción, ciertamente hace dudar acerca de la posible asociación y otorgamiento preferencial a ciertas empresas desde el gobierno federal. Adicionalmente, la empresa ha sido acusada de no haber consultado a las comunidades que rodeaban las locaciones donde la empresa habría de establecer su serie de proyectos eólicos en Oaxaca,

⁴¹Iberdrola. "Iberdrola en México: Ficha Corporativa". *Iberdrola* 2020. Available at: <https://www.iberdrolamexico.com/iberdrola-en-mexico/> Accessed, Mar 2020.

⁴²Olvera, Dulce. "Corrupción, Violaciones a DDHH...Empresas Españolas No Llegan al País con las Mejores Prácticas". *Sin Embargo*. Feb 23, 2019. Available at: <https://www.sinembargo.mx/23-02-2019/3536476> Accessed, Mar 2020.

de hecho, incluso se les acusa de haber despojado a los habitantes de su tierra, la cual es comunal; el ex presidente Felipe Calderón otorgó el permiso de generación de las plantas de La Venta así como contratos de generación para CFE por 20 años⁴³.

Por último, Iberdrola ha sido denunciada por fraude en contratos de obra pública que la CFE adjudicó para construir centrales eléctricas, para lo cual ha subcontratado a diversas empresas locales, muchas de las cuales, alegan haber sido engañadas y otras alegan el no cumplimiento del contrato que se estableció con Iberdrola, ya que es común que Iberdrola solicite a los subcontratistas obras adicionales no contempladas inicialmente y las cuales estos han de absorber de sus ingresos. Otra de las formas no éticas de proceder de la empresa ocurre cuando esta presenta propuestas al gobierno federal por un precio de bajo. Una vez que se le asigna el contrato Iberdrola solicita una modificación para incrementar el rubro de costos, los cuales curiosamente suelen aprobar con frecuencia por parte de la CFE y en algunas ocasiones, se han hecho estas aprobaciones de forma irregular de acuerdo con la Auditoría Superior de la Federación⁴⁴

3.2.2.2.7 Abengoa, Elencor, Renovalia y Enagas en México Para el año 2020 comenzó operaciones una central Termoeléctrica en Huexca, manejada por las empresas Abengoa, Elencor y Enagas. La central fue aprobada durante el sexenio del ex-presidente Felipe Calderón, el cual incluye un gasoducto para transferir el combustible. El cliente es la CFE, tiene tres turbinas de gas y una de vapor por recuperación de calor y tratamiento de aguas. Al consorcio de empresas se les acusa de transgredir el derecho a consulta libre de Pueblos Indígenas⁴⁵

Los problemas surgieron del potencial impacto ambiental de las emisiones de esta central así como de la falta de empatía con las comunidades involucradas. La central eléctrica generaría aguas residuales que serían vertidas al Río Cuáutla, además de que el gasoducto pone un potencial riesgo a las comunidades a lo largo de los 172 kilómetros por los que atraviesa. Adicionalmente, uno de los factores más controversiales fue el asesinato del activista Samir Flores quien se manifestó en contra de la central.

Al cambio de administración, el presidente López Obrador heredó la responsabilidad de lidiar con el dilema de abrir o cerrar la planta, si es que verdaderamente generaba problemas ambientales y con las comunidades a un nivel significativo. Lo que el presidente hizo fue lavarse las manos de todo tipo de responsabilidad y convocar un plebiscito, de tal forma que fuera el pueblo el responsable de cualquier decisión.

⁴³Caso, Agustín. "Favor con Favor se Paga: Iberdrola y Felipe Calderón". *SDP*. Jul 24, 2016. Available at: <https://www.sdpnoticias.com/columnas/iberdrola-favor-favor-paga.html> Accessed, Mar 2020.

⁴⁴Pérez, Ana. "Iberdrola, Bajo Investigación Judicial". *Fortuna*. Sept 15, 2008. Available at: <https://revistafortuna.com.mx/contenido/2008/09/15/iberdrola-bajo-investigacion-judicial/> Accessed, Mar 2008.

⁴⁵Olvera, Dulce. "Corrupción, Violaciones a DDHH... empresas Españolas No Llegan al País con las Mejores Prácticas". *Sin Embargo*. Feb, 2019. Available at: <https://www.sinembargo.mx/23-02-2019/3536476> Accessed, Mar 2020.

Sin embargo, el plebiscito fue muy oscuro, dudoso y poco transparente, se argumentó la falta de representatividad estadística dando como resultado la aprobación de la central, a pesar de la inconformidad de las comunidades aledañas⁴⁶.

El Doctor Antonio Samiento del Instituto de Matemáticas de la UNAM en Morelos afirma que los pobladores tienen razón en oponerse a la apertura de la central eléctrica pues el agua que se toma para enfriar las turbinas proviene del río Cuáutla y de dos pozos que presuntamente perforaron sin los permisos adecuados y de una central de reciclaje de agua, lo que recibirían las comunidades es el residuo de la mezcla de estas aguas. Incluso la UNESCO dio un dictamen en donde asevera la necesidad de cambiar la salida de aguas residuales. Adicionalmente, afirma que los miembros de las comunidades a menudo son engañados y guiados por las empresas a tratos ventajosos para las empresas, los cuales en ocasiones, los pobladores aceptan por ignorancia en el tema⁴⁷. La central generadora, a pesar de tener emisiones bajas, sí contamina, emite entre 50 y 60 % menos CO₂ que una central de Carbón, pero emite Metano como residuo, sin mencionar que la perforación y transporte del gas natural a menudo conlleva enormes filtraciones de metano, el cual es 34 veces mejor que el CO₂ en la captura del calor en un periodo de 100 años⁴⁸

Por su parte, la empresa Renovalia que en México tuvo bajo su cargo a la filial Demex se interesó por los proyectos de energías renovables, en particular, aquellos de eólicas que como se vio, tienen enorme potencial en la región del Istmo de Tehuantepec. En esa región, la empresa Demex fue acusada de intimidar, engañar e incluso de modificar el uso de suelo de propiedad social a privada, lo cual presuntamente realizó con la ayuda de notarios y funcionarios públicos, de acuerdo con ProDESC. En adición a lo anterior, se acusó a la empresa de acudir a los domicilios de las personas en zonas donde se ubicarían los parques eólicos e inducirlos a firmar contratos que no entendían, pues estos no habían sido traducidos al zapoteco⁴⁹

Otra empresa con mala reputación internacional que se encuentra haciendo negocios en México es Elencor, a la cual, se le dio una concesión de construir una termoeléctrica en Sucre habiendo pagado un soborno de 11 millones de Euros a un administrativo del ex presidente Hugo Chávez. A cambio, la empresa petrolera del estado Venezolano, PDVSA otorgó un contrato de 1,420 millones de euros para una termoeléctrica⁵⁰

⁴⁶Isasmendi, Ovale."Lo bueno, lo Malo y lo feo de la Termoeléctrica en Huexca". *Ecosfera*. Dec, 2019. Available at: <https://ecoosfera.com/termoelectrica-huexca-consulta-pim-megaproyecto-afectaciones-medioambiente> Accessed, Mar 2020.

⁴⁷Usi, Eva. "Huexca: Es Mentira Decir 'Que una Termoeléctrica No Contamina'" *Detsche Welle*. 2019. Available at: <https://www.dw.com/es/huexca-es-mentira-decir-que-una-termoelectrica-no-contamina/a-51505941> Accessed, Mar 2020.

⁴⁸Greenpeace. "Natural Gas". *Greenpeace*. 2014. Available at: <https://www.greenpeace.org/usa/global-warming/issues/natural-gas/> Accessed, Mar 2020.

⁴⁹Olvera, Dulce. "Corrupción, Violaciones a DDHH... empresas Españolas No Llegan al País con las Mejores Prácticas". *Sin Embargo*. Feb, 2019. Available at: <https://www.sinembargo.mx/23-02-2019/3536476> Accessed, Mar 2020.

⁵⁰Irujo, Jozé. "Una Firma Española pagó 11 Millones a un Exviceministro de Chávez tras Recibir una Obra en Venezuela". *El País*. Sept, 2018. Available at: <https://elpais.com/internacional/2018/09/20/actualidad/1537457102535453.html> Accessed, Mar 2020.

3.2.2.2.8 Naturgy (Gas Fenosa) Esta empresa tiene al menos dos rubros, la venta de gas y la generación eléctrica. En España, esta empresa también ha sido denunciada por alterar fraudulentamente el precio de la energía eléctrica en centrales de Cataluña y Andalucía entre 2016 y 2017, este incremento de precio ocasionó que las centrales no fueran asignadas lo que redujo de manera súbita la cantidad de electricidad disponible, es decir, a menor cantidad de energía en el mercado, mayor es el precio de otras de las centrales de la misma empresa⁵¹. Asimismo, en el área de servicio de gas en México usuarios reportan un precio de hasta el doble comparado con otros proveedores en otras localidades, incluso han afirmado que esta empresa goza de una posición de distribuidor único en el mercado en ciertas regiones⁵².

3.2.2.2.9 Aleatica México (OHL) La empresa OHL en convenio con la Secretaría de Energía acordaron abrir una central eléctrica de Ciclo Combinado con dos turbinas con un costo de cerca de 500 millones de Euros en Empalme, Sonora, con una capacidad de generación de 770MW. El contrato se dio en el año 2015 en modalidad PIDIREGAS. Se estipula que esta será una de las plantas más eficientes al servicio de la CFE⁵³. Posteriormente, en una operación anticorrupción, la Guardia Nacional Española encontró una serie de 21 audios en donde se escucha al ex-directivo Paulino Hernández Ros implicándolo y a otros funcionarios en una trama generalizada de ofrecimiento de sobornos para el otorgamiento de contratos tanto en España como en México. Se implicaron en el escándalo al menos a 11 políticos españoles quienes recibían sobornos por medio de facturas falsas por una cantidad de entre 30 y 40 mil euros. Presuntamente, los sobornos no solamente corresponden al mercado eléctrico, sino a una serie de construcciones, principalmente ubicadas en el estado de México.

En cuanto al caso Mexicano, se les acusó de ofrecer sobornos a funcionarios mexicanos ante lo que se argumentó que las voces en los audios correspondían a los funcionarios Españoles, pero que habían sido editados, lo que la justicia mexicana aceptó y no se les impuso sanción ni tampoco a los funcionarios mexicanos que aceptaron el soborno. Actualmente, OHL cambió su nombre corporativo a Aleatica después de haber sido adquirida por IFM⁵⁴.

3.2.2.3 Participantes de Otras Nacionalidades

Como no es objetivo prioritario de este trabajo investigar la corrupción de todas las empresas energéticas alrededor del mundo sino solamente presentar que la corrupción es un problema que también debe de tomarse

⁵¹Ultima Hora."Los Consumidores Denuncian Fraude en la Factura de la Luz". *Ultima Hora*. May 15, 2019. Available at: <https://www.ultimahora.es/noticias/nacional/2019/05/15/1080139/consumidores-denuncian-fraude-factura-luz.html> Accessed, Mar 2020.

⁵²Arias, Miranda. "Acusan a Naturgy de Monopolio y Fraude" *ABC*. Mar 6, 2019.

Available at: <https://abcnoticias.mx/acusan-a-naturgy-de-monopolio-y-fraude/129599> Accessed, Mar 2020.

⁵³Europa Press. "OHL y SENER Crearán Central Eléctrica en México". *Merca2*. Apr, 2019.

Available at: <https://www.merca2.es/ohl-sener-central-electrica-mexico/> Accessed, Mar 2020.

⁵⁴Valle, Ana. "El Borrón y Cuenta Nueva de Aleatica, El Nuevo Rostro de OHL México". *Expansión*. Jan, 2019.

Available at: <https://expansion.mx/empresas/2019/01/02/borron-y-cuenta-nueva-de-aleatica-nuevo-rostro-ohl-mexico> Accessed, Mar 2020

en consideración y no solamente las consideraciones técnicas o ambientales del proyecto. Dado lo anterior, se presenta una selección de algunas de las empresas que han tenido algún problema de esta índole en alguna otra parte del mundo y que ahora participan en el Mercado Eléctrico Mexicano.

3.2.2.3.1 ENEL (Italia) Esta empresa no se ha visto envuelta tan directamente en el uso de prácticas predatorias, sin embargo, sí ha dejado ver una práctica al parecer común mediante la cual, empresas grandes toman ventaja de los subcontratistas locales. Concretamente, la empresa ENEL Green Energy ganó un proyecto en la primera subasta energética para establecer un parque fotovoltaico en Coahuila que incluye la instalación de 2.3 millones de paneles solares. Para realizar parte de las obras, ENEL subcontrató a la empresa Española PRODIEL-NOVAMPER quien a su vez subcontrató a la empresa Mexicana CODISA para limpiar el terreno y nivelarlo. CODISA dejó de laborar habiendo avanzado en el 80% del proyecto cuando el adeudo de la empresa PRODIEL fue substancialmente grande, CODISA argumenta que PRODIEL prohibió el acceso del personal al predio lo cual impidió que retiraran su equipo de trabajo, mucho del cual, es arrendado y se tiene que seguir pagando. Se asevera que esta es una práctica común entre las empresas constructoras, es decir, el llevarlas al límite de sus posibilidades financieras rehusando hacer pagos al subcontratista sabiendo que este tiene muchos costos fijos y poco margen para dejar de recibir ingresos, esto se hace con la finalidad de que este acepte una renegociación del contrato en condiciones menos favorables⁵⁵

Lo primero que se puede ver es que sin importar la nacionalidad de la empresa involucrada en el mercado eléctrico Mexicano, una cantidad importante de las empresas participantes tienen algún incentivo a comportarse de forma poco ética, lo cual se puede explicar en parte, por la cantidad de dinero tan exorbitante que se maneja en el sector, pero también por la falta de regulación que existía antes de la reforma energética así como de la debilidad institucional Mexicana de la que muchas organizaciones privadas han abusado. Dado lo anterior, no es difícil pensar que muchas empresas tenderán a incurrir en malas prácticas.

3.2.2.3.2 KEPCO y KHNP (Corea del Sur) En México no ha habido escándalos de corrupción o fraude que incluyan a estas empresas, sin embargo, estas fueron acusadas de falsificar documentos que certificaban la seguridad de centrales eléctricas nucleares en Corea del Sur en donde 277 de los 22,000 documentos de pruebas son apócrifos. Las ramas involucradas fueron la Korea Hydro and Nuclear Power (KHNP) y la Korea Electric Power Company (KEPCO)⁵⁶. De hecho, el director de la compañía quien pidió una disculpa pública al darse a conocer el escándalo fue detenido poco después cuando se sospecho de que el directivo junto con otros ejecutivos y proveedores actuaron de manera conjunta para falsificar los certificados de pruebas de seguridad de reactores nucleares, los directivos aprobaron la orden de compra de partes que

⁵⁵Miranda, Carlos. "Firma Mexicana Acusa Fraude en la Construcción de Parque Solar". *La Jornada*. Mar 22, 2018. Available at: <https://www.jornada.com.mx/2018/03/22/economia/026n1eco> Accessed, Mar 2020.

⁵⁶World Nuclear News. "Indictments for South Korea Forgery Scandal". *World Nuclear News*. Oct 10, 2013. Available at: https://www.world-nuclear-news.org/RS-Indictments_for_South_Korea_forgery_scandal-1010137.html Accessed, Mar, 2020.

sabían que no cumplían con los estándares mínimos⁵⁷. El hecho de que exista corrupción en los más altos niveles de la empresa energética que también opera en México debe ser un indicio de la necesidad de tener una regulación apropiada así como robustos organismos de vigilancia.

3.2.2.3.3 KEPCO (Japón) Funcionarios de KEPCO recibieron regalos por un monto de casi USD\$3 millones tanto en efectivo como en bienes del antes alcalde Eiji Moriyama de Takahama en Japón, lugar donde se sitúa uno de los reactores nucleares de KEPCO. El alcalde mencionó que fue un agradecimiento dado que la localidad depende mucho de la planta eléctrica. Sin embargo, la autoridad de impuestos en Japón encontró que Moriyama recibió una comisión de USD\$2.77 millones de una compañía de construcción local que fue contratada para realizar parte del reactor⁵⁸.

3.2.2.4 En Suma.

Dado que la corrupción y prácticas en contra del buen funcionamiento del mercado son prevalentes y pervasivas en la industria eléctrica se tiene que todo sistema eléctrico con pretensiones de funcionar correctamente debe de asegurarse de tener los mandatos legales adecuados y las instituciones de vigilancia necesarios para evitar que estas prácticas se conviertan en una norma en la industria. Vale la pena señalar que toda industria que se vuelve muy restrictiva en términos legales tiende a volverse una donde las inversiones no abundan, así que se necesitarán crear los mecanismos de compensación adecuados para que esto no ocurra. Sin embargo, dada esta necesidad imperante por parte de los gobiernos a atraer inversión, y por tanto, no ser tan estrictos en términos legales, ha habido muchas empresas que han intentado abusar, manipulando precio o abusando de cualquier grieta legal que les permita extraer un ingreso extra.

Dado lo anterior, la siguiente sección versa acerca de cómo se llevan a cabo las prácticas de manipulación de mercados. La redacción hace alusión al caso de Estados Unidos, particularmente al de California, pero muchas de estas practicas han ocurrido alrededor del mundo en mercados liberalizados, por lo que claramente es un tema de interés para este trabajo.

Por ultimo se desea enfatizar la razón por la cual se incluyó esta sección así como las implicaciones de la misma para el proyecto. Se incluyó esta sección con la finalidad de reconocer que el resolver los aspectos técnicos de modelación e incluso aquellos financieros, no necesariamente implican la factibilidad completa del proyecto, pues a pesar de que en papel el proyecto sea técnica y financieramente viable, este podría no serlo en la práctica por problemas asociados a la corrupción, mediante los cuales, por ejemplo los costos y

⁵⁷Chung-un, Cho. "KEPCO Executive Detained Over Corruption Scandal". *The Korea Herald*. Aug 14, 2013. Available at: <http://www.koreaherald.com/view.php?ud=20130814000690> Accessed, Mar 2020.

⁵⁸Zdravko, Ljubas."Japan: KEPCO's Officials Apologize for Taking Gifts". *Organized Crime and Corruption Reporting Project*. Sept 30, 2019. Available at: <https://www.occrp.org/en/daily/10755-japan-kepcos-officials-apologize-for-taking-gifts> Accessed, Mar 2020.

el tiempo de trabajo podrían incrementarse, los proyectos podrían entregarse incompletos o mal trabajados, dado que muchas de las licitaciones caerán en manos de la gente alrededor de quienes las otorgan. Consecuentemente, el no tomar en cuenta el problema de la corrupción en un país como México, donde esta abunda, implicaría dejar de lado un factor sumamente importante que podría llevar al colapso de la mejor planificación posible.

Por otro lado, dadas las prácticas hostiles y corruptas de casi todas las empresas energéticas de los países involucrados, se podría llegar a pensar que es necesaria una protección absoluta del sector eléctrico en México, al punto de cerrar la inversión de las empresas que han tenido escándalos de corrupción. Si bien es cierto que se concuerda en que este es un sector estratégico, se debe de enfatizar que al momento de realizar este trabajo, la CFE no contaba con los recursos necesarios para hacer las inversiones en adición y reemplazo de capacidad prospectada para el horizonte de tiempo en cuestión, consecuentemente, no se recomienda que se deje de lado las asociaciones público-privadas. Sin embargo, lo que se recomienda es fortalecer la capacidad institucional así como el marco jurídico con la finalidad de detectar oportunamente prácticas asociadas con la corrupción y no se incurra en fallas de mercado.

3.3 Conceptos Preliminares a Manipulación de Precios.

En esta sección se presentan algunos de los conceptos que serán necesarios en la secciones subsecuentes referentes a manipulación de precios. Se asume pues que existe la posibilidad de extraer un excedente mediante conductas no económicas y más que ello, se asume que los participantes de mercado activamente están buscando la posibilidad de obtener dicho excedente.

A un nivel técnico, algunas de las estrategias de manipulación asumen que el operador central respetará los máximos, mínimos y sobre todo, los límites de rampas. Adicionalmente, para que la manipulación funcione, el operador debe respetar los tiempos de arranque, tiempos mínimos de funcionamiento, tiempos mínimos de paro y niveles mínimos de despacho. En la Norma de Mercado 9.1.8 d) se especifica que el CENACE cumplirá con todos los puntos anteriores, (Secretaría de Energía, 2015a), de donde, varias de las estrategias que se presentarán más adelante podrían ser una realidad.

Otro concepto indispensable para que ocurran ciertas técnicas de manipulación son los de *Autoasignación* y *Operación Obligada*. Estos conceptos implican la generación y compra de energía sin pasar por el mercado, es decir, sin pasar por el proceso de asignación basada en mérito. Se realiza mediante el convenio bilateral entre comprador y vendedor de la energía, el cual, debe reportarse al CENACE, de acuerdo con la Base 9.2.3. iii), (Secretaría de Energía, 2015a). Observe que las asignaciones para confiabilidad del sistema son

distintas a las de autoasignación y se tratan en otro apartado.

La *Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido* es un tema del que comúnmente abusan los manipuladores. Se trata de un esquema mediante el cual diariamente, el CENACE evalúa los recursos para los siguientes 7 días. En parte esto se realiza por motivos de confiabilidad pues hay unidades de generación cuyo tiempo de arranque es muy grande y requieren una notificación anticipada. Por otro lado, hay unidades que requieren tiempos mínimos de salida, es decir, toma mucho tiempo detenerlas o incluso es menos redituable o peligroso detenerlas en periodos de demanda baja, Base 9.9.1, (Secretaría de Energía, 2015a). En términos de manipulación de mercado, la palabra clave es *diariamente*, es decir, cada a día el CENACE hace el corte de quienes van a operar en el siguiente día. Más aún, las unidades asignadas de esta forma se les considera elegibles para Pagos de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelante, preste atención el lector a estos términos pues adelante se presentarán diversas formas de manipulación que hacen uso de dicha palabrería.

Por último, como el lector podrá apreciar, los entes sobre los cuales podría existir manipulación no necesariamente tienen que ver con el tamaño del generador ni con la coordinación con otras centrales generadoras, es decir, existe la posibilidad de manipulación basada en estrategia sin descartar, claro está, aquella relacionada con el tamaño de la empresa la cual naturalmente redundaría en Poder de Mercado. Cuando esto ocurre, la primera consecuencia es la pérdida de bienestar para el consumidor final. Este mal viene dado por la pérdida de peso muerto y se intensifica si los empresarios no tienen los incentivos para innovar (o traer innovaciones de otros países) los cuales reduzcan sus costos y en principio, permitan bajar el precio final si las condiciones de competencia en la industria son adecuadas. Cuando hay poder de mercado, el precio es mayor y la cantidad generada es menor en comparación con competencia perfecta. Adicionalmente, los altos precios tienen impacto negativo en otros sectores de la economía y la existencia de poder de mercado complica la inversión en el sector por parte de nuevos participantes, por ende, se arriesga a una desinversión en la industria, (Eesti-Energia et al., 2005), (Woermann, 2008).

3.3.1 Ofertas Virtuales.

Anteriormente ya se habló de las ofertas virtuales, a continuación se ahondará un poco más en este tema además de presentar brevemente como se aplican al Mercado Eléctrico Mexicano. De acuerdo con (PJM, 2015), las Transacciones Virtuales son operaciones totalmente financieras, es decir, no implican el consumo o venta de energía eléctrica, sino que solo implican la intención de realizar la transacción en el mercado respectivo, usualmente de Día en Adelante a Tiempo Real.

Usualmente existen al menos dos riesgos de los cuales los Participantes del Mercado quieren cubrirse,

estos son Riesgos Temporales y Locacionales. El temporal es el riesgo de volatilidad del Precio Marginal por Locación (LMP) en una ubicación en específico a lo largo del tiempo, y otro es el riesgo de volatilidad del LMP entre nodos en dos o más ubicaciones. Sin embargo, estos riesgos también crean oportunidades de arbitraje para los especuladores a través de *pujas u ofertas virtuales* en donde los agentes buscan beneficios provenientes de la diferencia entre el precio del MDA y del RT; se trata de comprar/vender electricidad en el MDA y tomar la posición contraria en el RT. En ambos casos existe la posibilidad de que los participantes de mercado tomen ventaja de las reglas y ejerzan alguna forma de manipulación, (Celebi et al., 2010).

El segundo mecanismo de arbitraje es el de *Spark Spread*. El principio es tomar una posición larga en combustible (comprar) y una corta en electricidad (venta). Este tipo de arbitraje solo funciona para ciertos tipos de plantas y naturalmente, no aplica para las renovables. Por ejemplo, si el precio de la electricidad es de \$90MWh y el precio del combustible es de \$44/million BTU, el costo marginal de un generador de Gas con una tasa de calor de 10 millones de BTU/MWh y costos variables de Operación y Mantenimiento (OM) de \$3/MWh. El costo es entonces de $10 \cdot 4 + 3 = \$43$, y el *Spark Spread* es de $\$90\text{MWh} - \$43\text{MWh} = \$47\text{MWh}$. Cuando el *Spark Spread* está por encima de los costos de la planta de \$47, entonces es conveniente aplicar este arbitraje⁵⁹.

Existen dos tipos de Ofertas Virtuales, las Incrementales *INC*'s, y las Decrementales *DEC*'s. Se les considera instrumentos de cobertura de riesgos ante la potencial variación del precio del Mercado del Día en Adelante al mercado en Tiempo Real. Adicionalmente, de funcionar correctamente, adicionan liquidez al mercado para permitir cerrar posiciones *forward*, dan convergencia de precios y ayudan a mitigar poder de mercado en tanto permiten a los participantes de mercado sin capacidad de generación competir contra aquellos que tienen una amplia capacidad. Se reitera, estos son algunos de los beneficios que se obtienen cuando los mecanismos funcionan bien, aunque a menudo este no es el caso, (Celebi et al., 2010).

En el caso Mexicano, las Ofertas Virtuales, DECs, INCs y Derechos Financieros de transmisión se establecen en las Bases de Mercado en la sección 9.3 donde se definen las Ofertas Virtuales para el mercado en segunda etapa (aquel que comienza en 2018) como aquellas que incluyen "un precio al cual los Participantes del Mercado manifiestan su intención de vender o comprar en el Mercado del Día en Adelanto", (Secretaría de Energía, 2015a). De forma similar, especifica la manera en que se lleva a cabo la liquidación "La Posición tomada en el Mercado del Día en Adelanto se liquidará automáticamente en el Mercado de Tiempo Real mediante una transacción equivalente en el sentido contrario", (Secretaría de Energía, 2015a).

⁵⁹Blumsack, Seth."Introduction to Electricity Markets". Course EBF 483. Department of Energy and Mineral Engineering, The Pennsylvania State University. Date unavailable. Available at: <https://www.e-education.psu.edu/ebf483/node/816> Accessed, Mar 2020.

De lo anterior se puede apreciar que las transacciones u ofertas virtuales están definidas de forma similar a como lo hacen otros *pools* como PJM, CAISO o MAISO, de donde, algunas de las estrategias de manipulación en este rubro podrían ser aplicadas de manera similar, aunque, como se verá más adelante, la legislación mexicana atajó algunos de los problemas más prevalentes en la manipulación en mercados extranjeros.

3.3.1.1 Ofertas Incrementales (INC's) Oferta Virtual, o Posiciones Cortas.

De acuerdo con (PJM, 2015), se define las INC's como ofertas introducidas en el Mercado del Día en Adelante para vender una cantidad de energía en una ubicación fija. Se les conoce como INCs y específicamente consiste en tomar una posición de venta en el MDA. Si la posición del participante es ejecutada (*cleared*), entonces el participante es asignado y debe de tomar la posición opuesta (*offsetting position*) que en este caso es de compra en el Mercado en Tiempo Real. El resultado es que una posición cancela a la otra y el participante de mercado no tiene entonces obligación real alguna de comprar o vender energía física. Sin embargo, en términos financieros, al participante se le paga el Precio Marginal Local (PML) de su compra (INC) y él paga el PML de su venta (DEC).

Estas ofertas son redituables cuando el precio final (*settlement price/clearing price*) sea mayor o igual al precio de la oferta, es decir, si el precio del Mercado del Día en Adelante es mayor que el Precio del Mercado en Tiempo Real. Se pueden pensar como ofertas virtuales que emulan generación en el Mercado del Día en Adelante pero sin las restricciones como tiempos de arranque (*Start-up times*) y tiempos de funcionamiento mínimo (*Minimum Run Times*)

Este tipo de operaciones no establece el uso de la red eléctrica, son transacciones virtuales financieras que deben de ser cerradas al día siguiente en el mercado de Tiempo Real (Cierra su Posición Corta) comprando oferta física de generación al precio *Spot*, es decir, realizando una operación no financiera. Como esta operación no era esperada, la compra de energía crea una diferencia entre la cantidad esperada de energía en el Mercado de Día en Adelante y el Mercado en Tiempo Real. Si no hay costos administrativos, el pago de una INC es el siguiente:

$$Pago = \{DA - RT - RTU\} * CL$$

Donde:

PML = Precio Marginal Local.

DA = PML del Día en Adelante \$/MWh.

RT = PML en Tiempo Real \$/MWh.

RTU = Cargo en Tiempo Real por la oferta de Incremento.

CL = Cantidad de MWh efectivamente vendidos.

Así, por ejemplo, si existe un INC por 10 MW a un precio en el MDA de \$35 MWh, esta oferta solamente se ejecutará si el precio en RT es menor o igual. Supongamos que el precio en RT es de \$25MWh, entonces el proceso es el siguiente:

Un especulador podría poner su oferta en MDA y tiene un ingreso de $10 * 35 = \$350$. Por otro lado, tiene que saldar esa operación en el Mercado de Tiempo Real, entonces la oferta se ejecuta y en el mercado de Tiempo Real compra 10 MW a un precio de \$25MWh por un total de $10 * \$25MWh = \250 para obtener una ganancia de $350 - 250 = \$100$.

En el caso Mexicano, se define la oferta de venta en la Base de Mercado 9.4.4 a) como una "oferta para vender energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representa una intención de generar o consumir en el Mercado de Tiempo Real", (Secretaría de Energía, 2015a). Se debe de especificar el precio mínimo haciendo énfasis en que estas ofertas no pueden ser decrementales, es decir, naturalmente son el equivalente a las INC's de PJM.

3.3.1.2 Ofertas Decrementales, DEC's, Demanda Virtual o Posiciones Largas.

Estas ofertas son introducidas en el Mercado del día en adelante como una oferta de compra de energía a un precio en RT por debajo del precio en MDA. Estas operaciones constituyen transacciones virtuales que emulan la compra de ofertas de consumo (*load*) en el mercado del Día en Adelante, es decir, se pueden pensar como demanda adicional (*Additional Load*), (PJM, 2015).

Una DEC se ejecutará cuando el precio en el MDA es menor que el precio en el RT. Nótese que la oferta en MDA crea una discrepancia con RT. Si la posición se ejecuta (*it Clears*), el vendedor de mercado debe cerrar su Posición Larga del MDA a un precio de RT y lo hace vendiendo generación en el RT. Una DEC es entonces la operación opuesta al INC, aquí se compra en el MDA y si se ejecuta, entonces se toma una posición de venta en el RT.

Por ejemplo, supongamos que se tiene un DEC por 10 MW; supongamos adicionalmente que el precio del MDA es de \$40MWh y el precio del RT es de \$70MWh. Entonces, inicialmente el operador manda la oferta de Compra del DEC, es decir, esta proponiendo comprar 10 MWh a \$70 MWh o menos. En suma, el operador compra 10 MW en MDA a \$40MWh por un monto de \$400. Ahora, como el precio en RT fue menor y con la finalidad de cerrar su posición larga, debe vender los 10 MW que compró en MDA por

medio de su DEC a un precio de \$70MWh y por un monto de \$700. Su ganancia neta es de $\$700 - \$400 = \$300$.

En el caso Mexicano, estas ofertas se definen en la norma 9.4.4 b) como "ofertas para comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto que no representa una intención de consumir o generar energía en el Mercado de Tiempo Real" y de forma similar al caso anterior, se afirma que estas "ofertas de precio máximo no pueden ser crecientes en ningún segmento", , (Secretaría de Energía, 2015a); es decir, estas ofertas son las equivalentes a las DEC's de PJM. La siguiente sección presenta dos instrumentos usualmente elaborados como cobertura ante la volatilidad de precios entre dos nodos o en uno solo a lo largo del tiempo.

3.3.2 Garantía de Suficiencia de Ingresos.

Cuando un generador manda una oferta, esta básicamente solo contiene sus costos marginales. Sin embargo, existen otros costos que el generador tiene que afrontar y que la oferta enviada no necesariamente cubre, ejemplo de estos son los costos a largo plazo, costos variables, variaciones de voltaje, asignación por tiempo mínimo etc. Con la finalidad de que los generadores sigan encontrando redituabilidad en la generación eléctrica, CENACE hace compensaciones cuando el precio de mercado no alcanza a cubrir estos costos. La compensación esta inspirada en los denominados *Uplift Payments-Credits* de los mercados norteamericanos y de los europeos. Una central eléctrica tiene amplias posibilidades de recuperar sus costos cuando opera como carga base. Sin embargo, cuando opera por unas cuantas horas y en un horario de precio bajo, existe la posibilidad de no recuperar costos. Adicionalmente, estos pagos emergen cuando el despachador central no modela todos los posibles escenarios o restricciones o cuando existe alguna no convexidad (lo cual actualmente no se hace y menos en mercados de horizonte corto por complejidad y latencia), como aquellas relacionadas a voltaje. Finalmente, una central puede ser asignada por necesidad a pesar de que necesite un tiempo mínimo de operación grande, es decir, habrá horas donde esté operando y donde el hecho de estar encendida sea muy costoso dado que el precio de mercado será menor que el necesario para recuperar costos. En esa circunstancia, el operador suele sacar a la central del *pool* que fija el precio para todo el bloque y asigna una de menor costo como la última, es decir, la que fija el precio; a la central que operó con ingresos inferiores a los costos se le compensa por las pérdidas, (FERC., 2014).

Más aún, la intención de estas compensaciones no es enriquecer a un grupo de personas, sino evitar falta de inversión en el sector a falta de un margen de beneficio razonable, por ejemplo, en Nepal los generadores encontraron tan pocos incentivos para invertir dada la fijación de precios por parte del estado, que estos dejaron de invertir en plantas generadoras. Como consecuencia, hay poca oferta energética para la demanda requerida y hay cortes frecuentes, (Jamab and Nepal, 2013).

En México, las Bases de Mercado estipulan varios tipos de garantías de suficiencia de Ingresos. Particu-

larmente, en la base 17.3.3 referente a liquidaciones de mercado se especifica las diferentes formas de realizar el pago por Garantía de Suficiencia de Ingreso como se describe a continuación, (Secretaría de Energía, 2015a).

1. Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado en Tiempo Real: Solo existe en el mercado de Primera Etapa.
2. Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto: Son pagos por concepto de asignación, será su oferta de arranque y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de Servicios Conexos que corresponden a los programas del Mercado del Día en Adelanto, menos el ingreso de ventas del Mercado del Día en Adelanto, durante el día de operación, si el valor es positivo. Este se anula si el generador declaró autoasignación.
3. Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación: Pagos que hace CENACE a los generadores por costos incurridos en la puesta en marcha y operación en vacío.
4. Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación: Pagos que hace CENACE para recuperar los costos de oportunidad o de operación mayores al precio de mercado cuando las unidades se despachan fuera de mérito bajo mandato de CENACE y se realiza únicamente para las transacciones en Tiempo Real.
5. Garantías de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado: Son pagos de en el Mercado de Segunda Etapa que el CENACE hace a los generadores para compensar por ingresos cuando el CENACE ordena la salida de una Unidad de Central Eléctrica que instruyó a operar, sin que se haya completado el periodo de operación originalmente instruido.

Considérese el siguiente ejemplo de asignación de suficiencia de ingresos del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo en el MDA, (Secretaría de Energía, 2016b): Un participante de Mercado presenta Oferta de Venta para la hora terminada 9. La oferta enviada tiene las siguientes especificaciones:

1. Límite Mínimo de Despacho Económico: 12 MW.
 2. Máximo de Despacho Económico: 60 MW.
 3. Oferta de arranque: \$300.
 4. Oferta de operación en vacío: \$10/h.
 5. Oferta Incremental.
1. Oferta de Venta para Regulación Secundaria de Frecuencia.

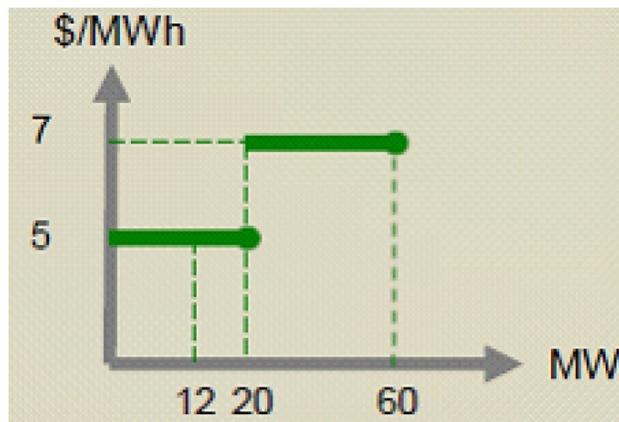


Figure 3.2: Oferta Incremental

(a) Capacidad de regulación ofrecida: 15 MW.

(b) Costo de regulación: \$2 MWh.

Los resultados para la Asignación del Mercado del Día en Adelanto son los siguientes:

1. Al generador se le asignan 30 MW en la hora terminada 9.
2. Precio Marginal Local del MDA: \$7 MWh
3. Asignación de 10 MW para Regulación Secundaria de Frecuencia.
4. Precio Marginal de la Regulación Secundaria de Frecuencia: \$2 MWh

El cálculo de los ingresos del generador queda entonces de la siguiente manera.

Ingresos por la energía eléctrica:

$$(\text{PrecioMarginal en MDA}) * (\text{Energía Vendida MDA}) * (\text{Horas})$$

$$(\$2 \text{ MWh}) * (30 \text{ MW}) * (1 \text{ Hr}) = \$210$$

Ingresos por Servicios Conexos.

$$(\text{Precio Reg. Sec. MDA}) * (\text{MW vendidos MDA}) * (\text{Horas})$$

$$(\$2 \text{ MWh}) * (10 \text{ MW}) * (1 \text{ Hr}) = \$20$$

Ingreso en el Mercado del Día en Adelanto.

$$(\text{Ingreso Energía en MDA}) + (\text{Ingreso Servicios Conexos})$$

$$\$210 + \$20 = \$230$$

Con la finalidad de calcular si merece ser compensado por garantía de asignación se deben de calcular los costos de asignación, producción de energía eléctrica y suministro de Servicios Conexos:

1. Costo de arranque = \$300

2. Costo de Producción:

$$\begin{aligned} & (CostoOperaciónVacio + \int_0^{30} CostosIncrementales) * (Horas) \\ & \left[\frac{\$10}{h} + \left(\frac{\$5}{MWh} * (20 - 0)MW \right) + \left(\frac{\$7}{MWh} * (30 - 20)MW \right) \right] * 1Hr = \$180 \end{aligned}$$

Costo por la provisión de Regulación Secundaria de Frecuencia.

$$(CostoReg.Sec.) * (RegulaciónAsignada) * (Horas)$$

$$\left[\left(\frac{\$2}{MWh} * 10MW \right) \right] * 1Hr. = \$20$$

El Costo Total queda entonces de la siguiente forma:

$$\begin{aligned} & Costodearranque + Costodeproducción + CostodeprovisiónReg.Sec. \\ & = \$300 + \$180 + \$20 = \$500 \end{aligned}$$

Si los ingresos del MDA son menores que los Costos Totales, entonces se da un pago de garantía de suficiencia de ingresos dado por lo siguiente:

$$\begin{aligned} & = \max(0, CostosTotales - Ingreso en MDA) \\ & = \max(0500 - 230) = 270 \end{aligned}$$

3.4 Manipulación de Precios

Como ya se mencionó, a diferencia de poder de mercado, un manipulador de precios en el mercado eléctrico puede exitosamente incrementar el precio final del bloque aún cuando este tenga equipo de generación muy pequeño o incluso ninguno en lo absoluto. Consecuentemente, la manipulación de precios es un esquema donde el excedente de productor aumenta, sin necesariamente ejercer presión sobre la cantidad, lo cual ocurre

a expensas del consumidor final. Este fenómeno ocurre sobre todo en los mercados de corto plazo.

La relevancia de estudiar las formas de manipulación de precios radica en que en un mercado donde existe manipulación, hay daño a los consumidores y al resto de los participantes que sí operan por las reglas de mercado. Muchas de estas estrategias salieron a la luz durante o posteriormente el proceso de liberalización que ocurrió alrededor del mundo, sin embargo, las legislaciones Mexicanas parecen ser robustas como para contemplar una cantidad importante de los esquemas que han surgido en otros *pools* alrededor del mundo.

De no tomarse medidas adicionales para evitar tanto prácticas de poder de mercado como de manipulación de precios, podría haber consecuencias importantes para los consumidores finales. La primera consecuencia es la pérdida de bienestar. Este mal para el consumidor viene dado por la pérdida de peso muerto y se intensifica si los empresarios no tienen los incentivos para innovar (o traer innovaciones de otros países), ni para reducir sus precios. Cuando hay poder de mercado, el precio es mayor y en principio, la cantidad de electricidad generada podría ser menor a comparación de competencia perfecta. Sin embargo, dado que en ocasiones no se puede alterar la cantidad, es decir, si se demanda una cantidad X esta tiene que ser generada, entonces lo que ocurre es que el costo total de generación se incrementa dada la cantidad fija y el mayor precio. Adicionalmente, los altos precios tienen impacto negativo en otros sectores de la economía y la existencia de poder de mercado complica la inversión en el sector por parte de nuevos participantes, por ende, se arriesga a una desinversión en el sector (Nils-Henrik von der and Harbord, 1998).

3.5 Aspectos Generales de la Manipulación de Precios

Desde que se liberalizaron los mercados eléctricos, ha habido quienes desean tomar ventaja de las reglas de mercado para obtener beneficios adicionales a los que vendrían por el natural intercambio dado entre la oferta y la demanda. Desde el 2005 hasta el 2015, la *Federal Energy Regulatory Commission* (FERC) ha atendido más de 100 casos de manipulación de precios en el mercado mayorista, y algunos han llegado a involucrar multas de USD\$435 millones ⁶⁰. Sin embargo, estos casos fueron nada comparados con el que originó la promulgación de una actualización de la ley de energía, es decir, nos referimos al caso de ENRON, el cual llevaron a una defraudación desmesurada, y por ende, la FERC junto con otros organismos Estadounidenses crearon la *Energy Policy Act of 2005* (EPACT), (FERC, 2005).

Sin embargo, a más de 10 años de su promulgación esta ley puede ser complementada dado el gran ingenio de los agentes que encuentran formas de abusar del mercado. Al respecto, el grupo de investigación de la

⁶⁰Walton, Robert."FERC, Barclays near settlement over \$435M fine for US market manipulation ". Utility Dive Brief, Oct. 16, 2017.

Available at: <https://www.utilitydive.com/news/ferc-barclays-near-settlement-over-435m-fine-for-us-market-manipulation/507314/> Accessed, Mar 2020.

FERC, produjo un compendio (*White Paper*) con los hallazgos más relevantes referente a manipulación, aquí se presentan los elementos más relevantes que afectan este trabajo, (FERC, 2016):

Para comenzar, se necesita una definición de manipulación de mercados, el compendio de FERC define manipulación de mercado de la siguiente forma:

“Deberá ser ilegal para cualquier entidad, directa o indirectamente, en conexión con la compra o venta de gas natural, o energía eléctrica o la compra o venta de servicios de transporte [o transmisión] sujetos a la jurisdicción de la comisión”, (FERC, 2016) ”

Para la FERC, cualquiera de los siguientes actos impulsan o incentivan conductas no-económicas:

1. Usar o emplear cualquier artículo, esquema o artificio para defraudar,
2. Hacer cualquier afirmación falsa sobre un hecho material u omitir un hecho material necesario con la finalidad de hacer las afirmaciones realizadas, en la luz de las circunstancias bajo las cuales fueron hechas, no engañoso.
3. Acceder a cualquier acto, práctica, o comportamiento de negocio que opere u operaría como fraude o engaño sobre una entidad.

Gracias al gran número de casos que FERC ha manejado desde el 2005, se ha podido extraer los puntos más importantes que debe de poseer una regulación con la finalidad de ser efectiva en contra de la manipulación, algunas de las cuales hann sido inncorporadas en las regulaciones mexicanas, estas características son las siguientes:

1. **Definición Amplia de Fraude:** De hacer una definición específica, es fácil idear mecanismos que pasen por un lado. Por otro lado, si la definición es amplia, las nuevas estrategias o instrumentos para defraudar serán captados por esta definición. Para FERC, fraude incluye "cualquier acción, transacción, o conspiración con el propósito de debilitar, obstruir o derrotar a un mercado que funciona bien", (FERC, 2016) P.10
2. **Fraude incluye Transacciones de Mercado Abierto ejecutadas con intención de manipular:** Esta característica incluye transacciones en plataformas de intercambio público *public trading*, aquí uno de los aspectos más relevantes es la intención de la transacción, si la intención es manipulativa, entonces esto se considera Fraude y hay diversas formas de mostrar la intención de la transacción, se hablará de esto más adelante.

3. La definición de fraude no se limita a Tarifas u otras definiciones explícitas de violaciones:

Nuevamente, se trata de hacer una definición lo más general posible, de tal forma que no se clasifique al fraude por medio de una regla.

A continuación se listan las pilares de comportamiento que dan origen al problema del manipulador, estos son, el propósito ilícito de la conducta, la conducta no-económica y la conducta no consistente con los fundamentales del mercado.

3.5.0.1 Propósito de Conducta Ilícito

Como se mencionó anteriormente, el fraude incluye "cualquier acción, transacción, o conspiración con el propósito de debilitar, obstruir o derrotar un mercado que funciona bien", para asegurar poder cumplir con este objetivo, la FERC se centró en analizar el comportamiento de mercado subyacente, por medio del cual, se podría juzgar si se trata de un fraude.

Con comportamiento subyacente se entiende la acción de algún agente que puede tener una intención diferente al correcto funcionamiento del mercado. Si esto ocurre, la FERC lo considera como fraude. Por ejemplo, el que un generador establezca precios muy bajos para la hora x podría parecer algo positivo para el mercado, pero no lo es si para la hora $x+n$ establece precio 10 veces superior al del mercado con lo que, si consigue ser asignado en la hora x , podría cobrar compensación por rampa para la hora $x+1, x+2, \dots, x+n$, es decir, la intención de cobrar la rampa es la cuestión que es juzgada por la FERC.

3.5.0.2 Conducta No Económica (*Uneconomic Conduct*)

Ocurre cuando "Una entidad a sabiendas se comporta de una forma en la que pierde dinero –pero se comporta de forma que sirva a un propósito ulterior (como mover los precios en una forma que beneficie transacciones financieras relacionadas)," (FERC, 2016) .

Dado que el mercado eléctrico es libre, en donde al final del día los participantes buscan maximizar su utilidad, es un poco extraño que algún participante sea indiferente e incluso prefiera perder dinero, por ende, cuando estas acciones ocurren, llaman la atención de las autoridades de mercado y es cuando se hace una investigación completa. La técnica en específico para manipular precios se presenta más adelante.

3.5.0.3 Conducta no consistente con los fundamentales de mercado.

FERC ha hecho claro el que, a pesar de ser un mercado libre, la búsqueda de la maximización de utilidad por parte de los participantes debe de estar limitada a los fundamentales de oferta y demanda, ya que estos deben de constituir su única señal de precio, no compensaciones adicionales o la búsqueda de ganancia mediante otros esquemas. Específicamente, la FERC estipula lo siguiente:

"los participantes en los mercados físicos deben apuntar a maximizar retornos en el producto primario de energía basados en factores de oferta y demanda, no en consideraciones secundarias, como pagos de compensación (make-whole payments)... en suma, los mercados competitivos de energía existen para proveer productos a precios competitivos basados en factores fundamentales de oferta y demanda, y los participantes deben de estar intercambiando de forma consistente con ese propósito.", (FERC, 2016)

En el caso de *Barclays*⁶¹, FERC encontró que sus corredores hicieron transacciones que tenían como fin último beneficiar sus SWAPS. A tal comportamiento se le catalogó como fraude, ya que aporta información que distorsiona la información competitiva del mercado financiero y distorsiona el funcionamiento del mercado físico.

A continuación se intentará representar el comportamiento ilícito de los participantes mediante el modelo del manipulador.

3.5.1 El Problema del Manipulador.

El objetivo central del modelo es argumentar que, bajo ciertas circunstancias y condiciones iniciales que de hecho son bastante laxas, existirán agentes económicos quienes siempre tendrán incentivos a hacer tanto como esté en sus posibilidades para manipular el precio de mercado. La manipulación es considerada como *Noise Trading*⁶².

El manipulador es en realidad un inversionista no informado que sin embargo, hace apuestas estratégicas. Esto constituye un supuesto ligero pues no se considera que el manipulador procese toda la información disponible y la explote a su favor. El modelo que se presenta es el de (Kumar and Seppi, 1992), pues este se puede aplicar inmediatamente al mercado eléctrico de día en adelante y de tiempo real dado que en el día en adelante la entrega es financiera, no física.

3.5.1.1 Supuestos.

Existen tres tipos de activos:

1. Un bono libre de riesgo que actúa como un *numeraire* y paga interés cero.
2. Existe un activo (stock) con valor terminal $v N(\mu, \sigma_v^2)$ el cual es un dividendo de liquidación.

⁶¹Walton, Robert."FERC, Barclays near settlement over \$435M fine for US market manipulation ". Utility Dive Brief, Oct. 16, 2017. Available at: <https://www.utilitydive.com/news/ferc-barclays-near-settlement-over-435m-fine-for-us-market-manipulation/507314/> Accessed, Mar 2020.

⁶²Bajo el supuesto de Mercados Eficientes, se refiere a inversionistas que hacen decisiones supuestamente informadas con datos que ellos creen que les será de utilidad, pero en realidad no les dan mejores beneficios que tomar decisiones al azar. CFI. "Noise Trader". CFI Education. 2021. Available at <https://corporatefinanceinstitute.com/>, Accessed: Oct, 2021

3. Existe un contrato de futuros (en general algún producto derivado).

En particular, en lo que se refiere a Transacciones Virtuales y a Derechos Financieros de Transmisión, se define un *Cash Settlement* como un pago de los *cortos* a los *largos* igual al precio de mercado menos el precio del futuro, este es el mercado sobre el cual se aplicará dicho modelo de manipulación. Adicionalmente se asume que existe un horizonte de tiempo mediante el cual el mercado de futuros a tiempo 1 es seguido por un mercado spot a tiempo 2 para el stock subyacente. El tiempo 3 es la fecha de entrega. El Dividendo de liquidación se da en el tiempo 4.

Existen cuatro tipos de inversores:

1. Existe un trader estratégico informado neutral al riesgo, que descubre el valor del v al tiempo 2 y manda una orden x en el mercado spot ($x > 0$ si es compra).
2. Un grupo de traders no informados *noise traders*, que ponen ordenes $e \sim N(0, \sigma_e^2)$ en el mercado de futuros en la fecha 1, quienes independientemente ponen ordenes $u \sim N(0, \sigma_u^2)$ en el mercado spot en la fecha 2.
3. Un grupo de traders neutrales aversos al riesgo y especialistas quienes fijan precios competitivos de los futuros F y spots S para luego vaciar sus respectivos mercados.
4. Un Manipulador no informado, neutral al riesgo quien solo si es redituable manda ordenes Δ en el mercado de futuros al tiempo 1 de forma estratégica y manda una orden z en el mercado spot al tiempo 2.

Para llegar al equilibrio, el autor le da al manipulador una cantidad aleatoria de riqueza inicial $|W|$ donde $W \sim N(0, \sigma_w^2)$ y se requiere una cantidad $|W|$ en depósito de margen cuando se tome una posición de futuros Δ .

En suma, las variables a considerar son las siguientes:

v = precio/valor terminal del activo.

e = cantidad de futuros que ponen los corredores no informados.

F = precio de futuros puesto por el intercambio entre corredores y especialistas de piso.

S = precio spot puesto por el intercambio entre corredores y especialistas de piso.

Δ = cantidad de ordenes que manda el manipulador no informado neutral al riesgo en el mercado de futuros en la fecha 1.

z = cantidad de ordenes que manda el manipulador no informado neutral al riesgo en el mercado spot en la fecha 2.

x = cantidad de ordenes estratégicas que pone el corredor informado neutral al riesgo en el mercado spot en la fecha 2.

u = ordenes que ponen los corredores no informados independientemente de las ordenes que pusieron en el mercado de futuros.

En el caso del mercado eléctrico, la única modificación que se necesita realizar es que el valor del activo v es el valor de la electricidad sobre la cual hay un mercado de entrega no física sino financiera, el mercado del Día en Adelante en el que se negocian los futuros o más generalmente Derivados como opciones o swaps, y también hay un Mercado en Tiempo Real, el cual sí es de entrega física.

Comienzan las negociaciones al tiempo 1 y las ordenes son vaciadas:

$$y_{1f} = e + \Delta$$

Entonces el precio de los futuros se fija $F(y_{1f}) = E(S : y_{1f})$ para que las ganancias sean iguales a los costos. En el tiempo 2, los especialistas ven la orden previa de futuros y_{1f} y el flujo spot actual se actualiza:

$$y_{2f} = x + u + z$$

Se fija un precio de ganancias cero, $S(y_{2s}, y_{1f}) = E(v : y_{2s}, y_{1f})$.

El trader informado quien sabe la posición de liquidación v al tiempo 2, manda una oferta para maximizar su ganancia esperada dado v y también el flujo de futuros y_{1f} . Lo que intenta maximizar es entonces lo siguiente:

$$\text{Max (Esperanza (Cantidad*(Diferencia de precios entre aquel del activo subyacente } v \text{ y el del spot}))}$$

Lo cual formalmente queda de la siguiente forma:

$$\text{Max}_x E_{u,z} \left\{ x[v - S(x + u + z, y_{1f})] : v, y_{1f} \right\}$$

En un mercado extendido, el manipulador establece una posición de futuros Δ al tiempo 1 y después manda una orden z al tiempo 2 para maximizar las ganancias esperadas dadas las ordenes Δ de los traders de ruido e , al tiempo 1 las cuales puede saber de y_{1f} :, por lo tanto, la expresión que maximiza es la siguiente:

$$\text{Max (Esperanza (Cantidad*(Diferencia de precios entre aquel del activo subyacente } v \text{ y el del spot) + Cantidad*(Precio de Activo Subyacente - Precio Spot))}$$

Es decir, el manipulador gana lo que ganó el corredor informado (veces la cantidad de activos que el manipulador pone en esa misma apuesta z) más lo que le reditúa su apuesta estratégica. De manera formal se expresa a continuación:

$$\text{Max}_{\Delta} E_e \left\{ \text{Max}_z E_{v,u,x} \left\{ \Delta [S(x+u+z, e+\Delta) - F(e+\Delta)] + z[v - S(x+u+z, e+\Delta)] : e \right\} \right\}$$

$$s.t. \quad |\Delta| \leq |W|$$

El flujo de ordenes de primer periodo y_{1f} es importante al tiempo 2 porque es en el cual es especialista fija el precio S y es la información que utiliza el manipulador para ejecutar sus estrategias. De donde, existe un equilibrio manipulativo en el cual un *trader* no informado *ex-ante* tiene rendimientos positivos, y dada la existencia de un equilibrio es entonces que se tiene el siguiente teorema.

Teorema: Existe un equilibrio que cumple las siguientes condiciones:

El manipulador manda ordenes aleatorias de futuros Δ al tiempo 1 entre $|W|$ y $-|W|$ con la misma probabilidad y entonces hace la transacción $z = Q\Delta + Re$ en el mercado spot donde,

$$Q = \frac{(1+\gamma)}{2}$$

$$R = \frac{\kappa}{2}$$

$$\kappa = (\sigma_W^2) / (\sigma_W^2 + \sigma_e^2)$$

La orden spot del trader informado al tiempo 2 es $x = \gamma(v - \mu)$ donde,

$$\gamma = [\sigma_u^2 + \sigma^2(z : y_{1f})]^2 / \sigma_v$$

$$\sigma^2(z : y_{1f}) = \frac{\kappa(\sigma_e^2)}{4}$$

Sean,

$$\lambda = \frac{\sigma_v}{(2[\sigma_u^2 + \sigma^2(z : y_{1f})]^{1/2})}$$

$$E(y_{2s} : y_{1f}) = E(z : y_{1f}) = \kappa y_{1f}$$

1. El precio del futuro es $F = \lambda$
2. El precio spot se fija usando $S = \mu + \lambda[y_{2s} - E(y_{2s} : y_{1f})]$

Lo cual da lugar al siguiente resultado:

Teorema: Dadas unas preferencias arbitrarias de trader informado, información y distribuciones dadas como antes, restricciones de márgenes y probabilidades de llegada para información privada al tiempo 2, cualquier equilibrio en el que el precio spot sea una función no constante del flujo de ordenes spot incluye manipulación, futuros Δ , y ordenes spot z distintos de cero, sii:

1. El manipulador y el market maker son neutrales al riesgo.
2. Todos los traders son no informados al tiempo 1.

Corolario: Si el trader informado es neutral al riesgo, entonces la manipulación es genérica.

Lo que se puede concluir de esta sección, es que si el mercado es lo suficientemente grande, tiene profundidad, y tiene la cantidad suficiente de participantes principiantes, entonces habrá traders expertos, manipuladores quienes tomarán el ingreso de los pequeños. Por otro lado, esto explicaría al menos un una pequeña porción, porque alrededor del mundo lo que se observa en los países al abrir su sector eléctrico al libre mercado es que a los pocos años los precios bajan, pero tan pronto el mercado crece, los precios suben a niveles muy por encima de los de competencia perfecta, en tanto debería de ser al revés, es decir, al crecer el mercado y haber más participantes, el precio debería de seguir bajo dado que en principio, la competencia lleva a que el precio converja a su nivel competitivo. El que esto no ocurra es un posible indicio de manipulación o de prácticas de poder de mercado.

3.5.2 Formas Generales de Manipulación.

Una parte importante de las estrategias de las que se tiene conocimiento caen en una de las siguientes categorías, el resto, suelen ser variantes de ellas aunque nunca se debe subestimar el ingenio humano, sobre todo cuando se involucran miles de millones de dólares en las transacciones de los mercados eléctricos, es decir, es posible que se estén desarrollando nuevas estrategias que creen nuevas categorías y que no caigan dentro de las que se están presentando.

3.5.2.1 Esquemas de Manipulación entre mercados *Cross-Market*.

Se refiere a realizar operaciones en un mercado, con el fin último de que estas acciones influyan el precio en otro mercado relacionado, por ejemplo, hacer trading en el Mercado del Día en Adelante, con la finalidad de

influir en el precio del Mercado en Tiempo Real.

De acuerdo con (FERC, 2016), los agentes que incurren en este tipo de estrategias muestran algunas de las siguientes características:

1. Posiciones muy grandes en instrumentos que fijan-precio.
2. Tomar posiciones en el mercado físico en una dirección que beneficiaría otras posiciones tomadas en otro mercado.
3. Intercambiar grandes volúmenes en el mercado físico sin acumular mucho de una posición neta.
4. Trading físico con pérdidas constantes o tomar posiciones que parezcan ser indiferentes al precio.

En particular, en el sector de energía eléctrica, las estrategias de manipulación son de *trading* físico el cual termina beneficiando un SWAP o FTR, o de *trading* virtual (ambas formas están permitidas en México).

3.5.2.2 Jugar con las Reglas de Mercado (*Gaming of Market Rules.*)

Se trata de un comportamiento que toma ventaja de las reglas de mercado de una forma que altera y daña su correcto funcionamiento y potencialmente también daña a otros agentes. De la misma forma, involucra transacciones con riesgo muy bajo o nulo, el fin último de estas transacciones no son beneficiarse directamente de estas, sino que los beneficios provienen del efecto que las transacciones tienen sobre algún otro activo financiero o físico.

J.P. Morgan por medio de su filial JPMVEC tomo ventaja de las reglas de mercado al mandar ofertas las cuales no tenían la intención de obtener beneficios mediante las señales de oferta y demanda, sino para obtener compensaciones como pago por suficiencia de ingresos o compensaciones por rampa⁶³.

3.5.2.3 Representación Errónea

Representaciones erróneas u ocultar información también esta considerado como comportamiento prohibido. FERC menciona como ejemplo el caso de *Maxim Power* la cual reportó deliveradamante mal al monitor de mercado las ofertas y estatutos de la empresa. FERC llegó a la conclusión de que el fin de reportar erróneamente era obtener beneficios del Operador. La empresa afirmó que estaba usando petróleo para sus generadores cuando en realidad estaba usando gas natural. El punto es que el petróleo es sustancialmente

⁶³Lopez, Linette. "JP Morgann Accused of Manipulating US Energy Markets Using 8 Different Trading Strategies". *Insider*. July 19, 2013. Available at: <https://www.businessinsider.com/jpm - accused - of - energy - market - manipulation - 2013 - 7?r = MXIR = T> Accessed: Sept, 2020.

más caro que el gas natural y por ello, podía pedir compensaciones por parte del operador ya que el generador supuestamente no recuperaba sus costos.

3.6 Técnicas de Manipulación de Mercado.

A continuación se presentan algunas de las técnicas de manipulación de precios que tuvieron mayor éxito en Estados Unidos, en particular en el *pool* de California. Dados los sistemas de compensación de ingresos a los generadores que existen en México y dadas las similitudes de entidades y figuras legales entre México y algunos *pools* alrededor del mundo, estas estrategias podrían ser implementables en México con mínimas modificaciones si la legislación no hubiera tomado este historial en cuenta. Sin embargo, otras leyes como la Ley de la Industria Eléctrica así como el monitor de mercado CENACE y la Oficina de Vigilancia de Mercado de la SENER son las principales barreras que complican cualquier abuso de mercado en México.

3.6.1 Contexto.

De acuerdo con (Wellinghoff, 2011), algunas de las técnicas que se presentarán ya fueron utilizadas exitosamente en CAISO, que es el Independent System Operator (ISO) de California y el Midwest System Operator (MISO). Una de las empresas acusadas de realizar la manipulación de precios fue una filial de J.P. Morgan llamada JP Morgan Ventures Energy Corporation (JPMVEC), la cual adquirió una parte importante de otras empresas de generación, (Gallo, 2015). Cuando JPMVEC comenzó a atacar el mercado, logró que en algunos casos los precios nodales fueran 30 veces mayores que los pagados por el mercado en ese momento, por ello, La Federal Energy Regulatory Commission decidió iniciar la investigación 144 FERC/ 61,068, la cual llevó a una multa a JPMVEC por USD \$410 millones de dólares, (DiSavino, 2018), (FERC, 2020).

Típicamente, a los generadores se les paga precios de mercado. Sin embargo, existen mecanismos de compensación de ingresos (*make-whole payments / uplift payments*) diseñados para asegurar que los generadores tengan el ingreso suficiente que evite una falta de inversión en el sistema. En México se les llama Garantías de Suficiencia de Ingresos, los cuales tienen la finalidad de saldar el déficit de los generadores cuando el mercado no les favorezca. Por ejemplo, uno de estos mecanismos se activa cuando los costos de generación llegan a ser más altos que el precio de mercado. En tal situación, se le paga la diferencia entre su precio de generación y el precio de mercado; y como este mecanismo, existen una gama de otros similares que auxilian a los generadores a que salden sus costos.

De manera similar a CAISO, el Mercado Eléctrico Mexicano tiene una serie de pagos o compensaciones adicionales. Más aún, el precio de oferta de los generadores en el MEM no necesariamente refleja los costos de operación de la unidad de generación, sino que incluyen el precio en paquete para funcionar a su nivel de

operaciones más bajo (P_{min}) más su precio *per-MWH* por energía por encima del P_{min} .

En el mercado de día en adelante, si el ISO compromete una unidad a \$100/MWh, pero el precio local marginal (LMP) en el mercado en tiempo real es de \$80/MWh, entonces el ISO está obligado a pagar la diferencia de precios, en este caso de \$20/MWh, para asegurar que el generador reciba ingresos cuanto menos el precio que ofertó (bid price).

Por otro lado, si el ISO compromete una unidad a un generador, entonces el ISO paga al menos el costo mínimo de carga por hacer funcionar esa unidad generadora al P_{min} , aún si este costo está por encima del costo de mercado. Así, si el Costo Mínimo de la Unidad es \$100 /MWh y el precio de mercado es de \$20/MWh, entonces el ISO debe compensar los \$80/MWh faltantes.

Un componente importante del mercado eléctrico son los despachos Fuera de Mérito (Out-of-Merit), también conocidos como Fuera de Secuencia (*Out-of-Sequence*), Basados en Confiabilidad (*Reliability-based*), Manuales, Despacho Excepcional, o de Acción del Operador. Estos son despachos que los ISO's pueden autorizar sin haber pasado por el mercado y el MEM tiene un mecanismo similar. Por lo general los utilizan para satisfacer requerimientos de Confiabilidad (Voltage o Contingencias).

La razón de la existencia de estas compensaciones adicionales, es que bajo el esquema de mercado en donde al generador solamente se le paga su costo marginal, no se toma en cuenta otros costos de operación como costos de inicio *start-up* y apagado *shut-down*, costos de combustible, etc., los cuales suelen ser muy altos. Los precios que se ofertan (*bid costs*) incluyen el precio conjunto para funcionar a su nivel de operaciones más bajo (P_{min}) más un precio por MWh por la energía por encima del P_{min} . Particularmente, CAISO especifica cuáles son aquellos costos que no son recuperables por parte del costo marginal que se está ofertando. De acuerdo con (CAISO, 2014), estos costos son los siguientes:

1. Start-up costs: El costo de potencia auxiliar calculado usando la cantidad de potencia auxiliar en MWh específica la unidad multiplicado por el precio local. Adicionalmente, se estipula un costo de gases de efecto invernadero; cuotas por Servicios de Mercado y Cuotas de Operaciones de Sistema; y también, costos de mantenimiento mayores (seleccionados por CAISO o por un evaluador independiente autorizado por CAISO)
2. Costos de Carga Mínima: Costos de Operación y mantenimiento; costos de gases de efecto invernadero; cuotas por Servicios de Mercado y Cuotas de Operaciones de Sistema; cuota de oferta por segmento; y también costos de mantenimiento mayores (seleccionados por CAISO o por un evaluador

independiente autorizado por CAISO)

Por otro lado, tanto CAISO, como Midwest Independent System Operator (MISO) hacen uso de Servicios Auxiliares, Auto-Asignación, Despachos Excepcionales, Respeto de Restricciones Operacionales y se pueden realizar ofertas en dos días consecutivos en el Mercado de Día en Adelante. Lo anterior se menciona pues los generadores han tomado ventaja de estas opciones para obtener algún beneficio adicional. Más específicamente, los aspectos de los que los generadores se han aprovechado son los siguientes:

1. Servicios Auxiliares: En México se les conoce como *Servicios Conexos*. Con la finalidad de dar confiabilidad, los Operadores de Sistema compran servicios auxiliares de los generadores, uno de ellos es el *Reg Down* para hacer ajustes de regulación de frecuencia, de la misma forma existe el *Reg Up* para hacer ajustes hacia arriba. Para que a un generador se le de una asignación de Servicios Auxiliares, debe de estar operando a un nivel muy por encima del *Pmin*
2. Auto-Asignación: Esta es una oferta que toma el precio de mercado dado. Se consideran como si el generador ofreciera pagar al Sistema, es decir, se toman como ofertas con precio negativo, (por ejemplo, -\$500), de tal forma que son más atractivas que cualquier oferta de precio.
3. Respeto de Restricciones de Operación: No todas las tecnologías de generación tienen la capacidad de incrementar o reducir la generación de electricidad de forma rápida, consecuentemente, el Operador de Sistema los asigna dependiendo de esa tasa de adaptabilidad de generación.
4. Ofertas en dos días consecutivos: Las ofertas son recibidas y despachadas un periodo por vez. Si se reciben el martes para el miércoles, estas son asignadas el martes y el Operador no puede hacer cambios (salvo de emergencia) una vez que los generadores mandan las ofertas del siguiente periodo, es decir, las que llegan el miércoles para el jueves.
5. Despacho Excepcional: Por razones de confiabilidad del sistema, el operador puede asignar a discreción los generadores que considere adecuados con los servicios que considere necesarios sin tener que pasar por un proceso de asignación mediante alguno de los mercados en Tiempo Real o del Día en Adelante. Es un mecanismo que entra en funcionamiento cuando el operador determina que se requieren recursos adicionales en el sistema los cuales no fueron predichos en un intervalo de tiempo corto (60 minutos para CAISO). Cuando esto ocurre, el operador asigna unidades manualmente a los siguientes servicios:
 - (a) *Start-Up* y por *Unit-commitment* operación a Nivel Mínimo.
 - (b) *Energía*: Funcionar a un nivel superior a su nivel actual de operación.

Dados los conceptos anteriores estamos ya en posición de presentar la forma en que JPMVEC y otros generadores interfirieron en la forma natural de formación de precios de mercado es mediante ofertas abusivas.

3.6.2 Estrategia: Pago a Precios de Mercado vs. Pago *As Bid*.

De acuerdo con (Wellinghoff, 2011), comúnmente, un ISO paga cuotas de compensación adicionales al valor monetario asignado por el mercado, las cuales dan ingreso adicional a los generadores cuando el precio de mercado *bid cost* no cubre sus costos.

En CAISO, los generadores pueden recuperar sus costos por por dos vías: La primera es cuando los generadores deciden recuperar sus costos de encendido (*start-up*) y sus costos de tener encendido el generador a potencia mínima (*minimum load*), a través de la opción costo-proxy (una opción de costos) o por medio de una opción de costos registrados (la cual es una opción de mercado).

Bajo el sistema de tarifas de CAISO, el monto de compensación al que los generadores tienen derecho es la diferencia entre sus costos de encendido (*start-up*), carga mínima (*minimum-load*), servicios auxiliares, costo de oferta y su retorno de mercado. Para aplicar este mecanismo, se desarrolla un factor que estima solamente ingresos de mercado asociados con la energía que verdaderamente fue entregada, este factor se le denomina Factor de Ajuste de Energía Medida. De acuerdo con (CAISO, 2018), CAISO tiene el siguiente mecanismo, el cual fue utilizado en ventaja de JPMVEC para alterar el precio:

Los generadores aseguran la asignación a su capacidad total disponible en el mercado de día en adelante mandando una oferta muy baja, y en el mercado de tiempo real el generador manda una oferta muy alta para asegurarse que solo sea despachado cerca de su capacidad mínima, maximizando así la capacidad de reembolso del Factor de Ajuste de Día en Adelante, el cual se calcula de la siguiente forma (CAISO, 2018), P.5.

Factor de Ajuste de Día en Adelante a Energía Medida, *Day Ahead Metered Energy Adjustmente Factor* (DA MEAF):

$$\min \left\{ 1, \left| \frac{(Metered_Energy) - (Day_Ahead_Minimum_Load_Energy) - Regulation_Energy}{\min\{(Expected_Energy), ((Day_Ahead_Scheduled_Energy) - (Day_Ahead_Minimum_Load_Energy))\}} \right| \right\}$$

CAISO establece que cuando ambos, el numerador o el denominador sean iguales a 0, el Factor de Ajuste será 1, es decir, se les paga el factor completo. Por otro lado, si el denominador es 0 pero el numerador es un número distinto de 0, entonces el Factor de Ajuste es 0.

Consecuentemente, los generadores que desean manipular el precio tienen todo el incentivo de hacer que el numerador del Factor de ajuste sea cero, para que la regla les ajuste un factor de uno, es decir, para que

les abonen la totalidad del *bidding order*. Considere el lector el siguiente ejemplo para ayudar a facilitar la comprensión de esta técnica de manipulación:

1. Una oferta para ser despachado a mínima carga en Tiempo Real por 100MW.
2. Cuando se esta asignado a máxima capacidad en el Mercado de Día en Adelante a 400MW.

Introduciendo los valores al Factor de Ajuste tenemos:

$$\frac{100MW(Metered) - 100MW(Min.Load)}{400MW(DA) - 100MW(Min.Load)} = 0$$

Pero dada la regla de CAISO, cuando el numerador es cero, entonces se le asigna un factor de uno, es decir, recupera el 100% de la puja.

Por su parte, el mercado Mexicano de Energía Eléctrica, por medio de las *Bases del Mercado Eléctrico*, en su base 17, titulada "Liquidación, Ajuste y Pago", estipula una sección de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto. Particularmente en la base 17.3.3 se estipula el abono a los generadores el cual es calculado mediante "la oferta de arranque y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de servicios conexos en el mercado de día en adelante, si la cantidad es positiva", (Secretaría de Energía, 2015a).

De manera similar al caso de CAISO, esta cantidad puede ser puesta de tal forma que la diferencia sea grande. Conviene enviar ofertas de arranque, operación en vacío, de energía incremental y servicios conexos grandes y a su vez, mandar ofertas de de precio bajas para lograr ser asignado. Sin embargo, para el infortunio de muchos, tanto CENACE como otros reguladores están advertidos de este comportamiento y suelen estar vigilantes al respecto.

3.6.3 Estrategia: Autoasignación y Rampa.

Esta estrategia involucra compensación de Rampa y Auto-Asignación. Dado que el operador es consciente de que los generadores no necesariamente poseen tecnologías de generación capaces de generar más energía en intervalos rápidos de tiempo, el manipulador puede mandar Auto-Asignaciones cada determinado intervalo de tiempo. En las horas entre cada una de esas asignaciones, el manipulador manda ofertas por un precio notablemente más alto que el de mercado. Para JPMVEC en CAISO, el intervalo fue de 3 horas a un precio de hasta \$98MWh cuando el precio de mercado rondaba en \$30MWh.

Lo que ocurre es que el operador despacha la autoasignación, pero, como el generador no puede incrementar/decrementar su generación en un tiempo tan corto, el Operador debe de pagar precio de *rampa*, el cual es una fracción o el total del precio de las siguientes horas. Consecuentemente, el manipulador consigue ser asignado y consigue precios más altos por las horas en las que no fue asignado pero que las reglas de operación exigen pagar *rampa*, en el caso de JPMVEC, se le pagaron precios de hasta el triple del precio de mercado.

3.6.4 Estrategia: Evaluación de Ofertas Día a Día.

Esta estrategia usa el hecho de que el operador evalúa y asigna ofertas una a la vez, es decir, evalúa las propuestas para un día, y las ofertas que llegan para el siguiente día se toman como independientes en tanto la oferta del primer día en ser analizado no influye en la asignación del siguiente día.

La estrategia consiste en que el manipulador manda ofertas de precios negativos al Mercado de Día en Adelante para las horas finales del día 1, digamos un Martes. Las ofertas son negativas o de cero con la finalidad de ser asignado en las horas finales del Martes. Posteriormente, al siguiente día (día 2) manda ofertas para las primeras horas, entre la media noche y las 2 a.m. a un precio sustancialmente más alto. En el caso de JPMVEC, el precio de mercado de las primeras horas del día 2 es de \$12MWh y la oferta de JPMVEC fue de \$999MWh, es decir, más de 83 veces mayor.

Resultado: Dado que el operador asigna una propuesta por vez, es decir, cada día es independiente del resto, el operador asigna al manipulador al final del día 1 dado que está ofreciendo precio 0 e incluso podría estar ofreciendo pagar por generar energía eléctrica (ofertar precios negativos). Acto seguido, el operador tiene que asignar de forma independiente a los generadores que deben de operar al inicio del día 2. Como el operador debe respetar las restricciones técnicas de los generadores, entre ellas el que no pueden reducir o incrementar su producción de forma rápida, el operador deberá de pagar el precio de *rampa*. Consecuentemente, el operador debe de asignar al mismo manipulador al sobreprecio que postuló para el día 2, en el caso de JPMVEC este sobreprecio fue de \$999MWh.

3.6.5 Estrategia: Uso de Despachos Excepcionales.

La estrategia consiste en que el manipulador mande ofertas de generación a precio muy bajo, entre \$0 MWh y \$1 MWh por Servicios Conexos para ciertas horas. Por su precio tan bajo, el operador tiende a asignarlo. Durante las mismas horas, el manipulador manda ofertas al Mercado en Tiempo Real a un precio sumamente alto, en el caso de JPMVEC, la oferta a tiempo real fue de \$999.

Resultado: Una oferta tan alta en el Mercado de Tiempo Real resulta en un *Dec Down* al nivel *Pmin*. Cuando las plantas del manipulador operan al nivel *Pmin*, estas están a un nivel tan bajo que no pueden cumplir con la asignación de Servicios Auxiliares que les dio el operador, entonces, este tiene que emitir *Despachos Excepcionales* para *Rampear* las unidades a un nivel más alto con el que puedan cumplir con sus asignaciones de Servicios Auxiliares. El operador tiene entonces que pagar al manipulador el precio de Mercado de Tiempo Real de \$999 en el caso de JPMVEC.

3.6.6 Estrategia: Uso de la Garantía de Suficiencia de Ingreso por Ofertas en Varios Días.

En Estados Unidos, esta estrategia fue prevalente en el *Midwest Independent System Operator, (MISO)*, aunque no se limitó a este. En MISO, el recurso del cual abusa el manipulador es la Garantía de Suficiencia de Ingresos (*Revenue Sufficiency Guarantee*) y la estrategia consiste en lo siguiente:

El manipulador manda al operador ofertas por los siguientes tres días y fija el tiempo mínimo de operación de la planta en 4 horas (*Minimum Run Time*). El manipulador fija un Costo de Carga Nulo en -\$10,000 (en CAISO esto se le denomina *Minimum Load Cost*), junto con costos de energía al final del día entre -\$50MWh y -\$60MWh; esta oferta es enviada en el día 1.

Cuando el manipulador es asignado por esta primera oferta mandada el día 1 para servir las últimas horas del día 2. Más tarde, todavía durante el día 2, cambian sus ofertas de Día en Adelante para el día 4, el tiempo mínimo de operación lo cambian de 4 a 20 horas, y los precios cambiaron de un original de \$80MWh por las primeras 14 horas del día 4 a uno sustancialmente más alto, de \$1,000 MWh, y el Costo de Carga Nulo que inicialmente estaba en -\$10,000, subió a \$10,000.

La estrategia apunta a que el operador compensará al manipulador por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingreso ya que el operador tendería a asignar al manipulador por el nuevo tiempo de operación mínimo de 20 horas dándole una asignación el día 2 de por 16 horas (20-4) y se le habría pagado *as-bid* a un precio de \$1,000 por las 14 horas.

Si se concreta este tipo de estrategia con las cifras mencionadas, las cuales fueron ofertadas por JPMVEC en MISO, el manipulador podría haber obtenido por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos un total de \$2.5 millones en tan solo 3 días con tan solo una planta, cuando el gas para esa planta tenía un costo de \$123,000.

Resultado: Los operadores de MISO se dieron cuenta del enorme costo en que hubieran incurrido de permitir que su sistema automático continuara. Los operadores cancelaron la asignación de forma manual.

3.6.7 Estrategia: *Capacity Withholding*

La estrategia es muy sencilla, y esta sí depende de que el causante tenga un cierto poder de mercado. La estrategia consiste en que dada la demanda en un nodo, el generador manda a propósito ofertas con capacidad muy por debajo a su capacidad de generación, o en ocasiones, detiene totalmente su producción para reanudarla cuando el precio de mercado es alto. Esta estrategia tiene sentido cuando el generador tiene una capacidad de generación grande con respecto del total del ISO al que pertenece, de tal forma que cuando oferta menos capacidad de la que tiene disponible, incrementa el precio que se les paga a sus centrales más eficientes (como centrales renovables) que a su vez, tendrían márgenes de ganancia más amplios dados precios altos y costos marginales cercanos a cero, (Wolak, 2002).

Para evitar ser consignados por las autoridades, los generadores emulan fallas en sus equipos de generación o emulan mantenimiento de sus plantas. Esta estrategia puede ser ejecutada por un generador cuando este es grande o por varios en colusión tácita.

Dado que la demanda en los mercados eléctricos es casi vertical y dado que la oferta crece de forma exponencial a partir de cierto momento, no se tiene que restringir mucho la capacidad de generación para que el precio aumente de forma alarmante, sobre todo cuando nos encontramos en la parte de crecimiento acelerado de la curva de oferta, como se muestra en la siguiente figura:

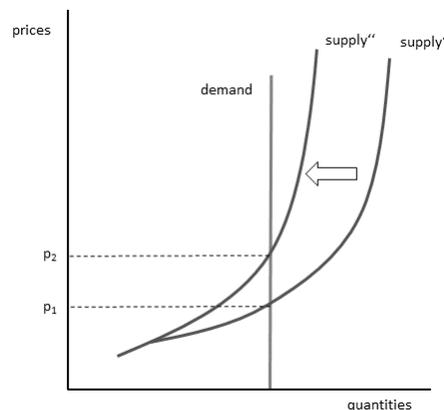


Figure 3.3: Restricción de la Oferta.

Figura tomada de, EXXETA Consulting. Strategy of Capacity Withholding in Electricity Markets. EXXETA Consulting, 2018.

<http://blog.exxeta.com/energy/2017/05/11/strategy-of-capacity-withholding-in-electricity-markets/>

3.6.8 Supervivencia de las Pequeñas

Una de las estrategias más usadas para alterar el precio en un *pool* es dejar que los generadores pequeños e ineficientes sobrevivan, mientras el agente que ejerce poder de mercado, manda precios muy bajos sin abarcar la capacidad total de generación. Otra posible estrategia, la cual es una variante de la anterior, es cuando una empresa posee varias plantas generadoras de diferentes costos. Si tiene una de bajo costo, esta la puede mandar en la puja con un precio muy bajo para ser asignada. Si tiene otra planta con alto costo, se puede apostar con otra oferta con un precio lo suficientemente alto para estar dentro del conjunto de plantas aceptadas y potencialmente, fijar el precio más alto de lo que se haría en competencia. Un generador con suficiente poder de mercado ofertará a costos menores de los marginales o incluso a costo cero, con la finalidad de ser asignado siempre y cuando existan entre sus competidores empresas suficientemente ineficientes como para que estas sean las que fijen el precio y este sea alto, (Nils-Henrik von der and Harbord, 1998).

Recuérdese que para que un generador establezca su precio, debe de tomar en cuenta aspectos por el lado de sus costos fijos como por ejemplo, préstamos e intereses, más los variables como lo son el precio de combustibles, los costos de startup y shutdown, etc. Más aún, el generador requerirá un margen de ganancia que compense el riesgo y trabajo de incurrir en este negocio. Por ende, determinar costos marginales no necesariamente es tarea trivial, y por ende, no necesariamente es recomendable forzar a los productores el ofertar sus costos. Adicionalmente, el que un generador no mande una oferta con costos diferentes a su costo marginal no necesariamente implica una estrategia de manipulación de mercado, puede pasar que no exista suficiente oferta para la demanda existente, cuando eso ocurre, los precios tienden a elevarse naturalmente, (Cain and Lesser, 2007).

3.6.9 Virtual Bidding

De forma similar al modelo del manipulador de precios, se han hecho aproximaciones mediante las cuales se argumenta que existen incentivos de forma prevalente para incurrir en manipulación del mercado de Derechos Financieros de Transmisión mediante Pujas Virtuales. Recuérdese que el mercado de Día en Adelante es financiero en tanto el de Tiempo Real es un mercado físico, uno donde sí se entrega energía eléctrica. De esta forma, (Lo Prete et al., 2018) encuentran que cuando hay indicios para suponer la existencia de una diferencia importante del precio en el MDA con respecto del Mercado de Tiempo Real, entonces, habrá especulación por medio de los Derechos Financieros de Transmisión, lo cual afecta la convergencia natural entre ambos mercados. Los autores muestran en una abstracción para dos nodos. Asimismo muestran que para que se lleve a cabo dicha manipulación, debe de haber competencia en la cantidad generada. Análogamente, (Hopkins, 2020) encuentra que uno de los objetivos de los instrumentos financieros, el cual es fomentar la convergencia de precio entre mercados, es alterado para obtener beneficio por parte de los participantes en un

esquema que bien puede ser concebido como manipulación, lo cual no ocurre de forma aislada sino persistente en CAISO, que es el mercado Californiano el cual ha sido víctima de diversos esquemas de manipulación. Comencemos entonces por presentar de forma general la forma en como ocurre dicho acto.

Movimiento Mediante Pujas Virtuales: Proceso en el que se mandan una cantidad grande de ofertas virtuales (pujas) a precios muy bajos (altos), con la finalidad de tratar de mover los precios del mercado de día en adelante / tiempo real en una dirección benéfica al manipulador. La dirección en la que se quiera mover depende de si su posición inicial en el mercado financiero es corta o larga. La estrategia involucra mandar simultáneamente ordenes al mercado de tiempo real y al de día en adelante sabiendo que no todas se van a ejecutar, lo que se pretende es que los sistemas automáticos del resto de los participantes detecten esta actividad y sigan la tendencia, con lo que se habrá logrado mover el precio en la dirección que el manipulador desea.

Una posibilidad presentada por (Hogan, 2014b), estipula el abuso de los DFT de la siguiente forma: Dado que los Derechos Financieros de Transmisión pagan por la cantidad asignada el diferencial entre el precio del mercado de Día en Adelante y el de Tiempo Real podrían diferir lo suficiente como para obtener ganancias especulativas. Por ejemplo, si al generador A se le asignaron 150 MW a $\$10MWh$ con un ingreso de $\$1500$, y por alguna circunstancia, este no puede cumplir con su obligación, entonces, A vende su posición a precio de mercado. Si el precio de mercado fuera $\$7MWh$, entonces, el generador B compra la obligación de A por un monto de $7 * 150 = \$1050$, teniendo una ganancia de $\$450$.

El punto es que la estrategia no termina ahí, sino que, dado que por lo general el precio no es tan bajo como en el ejemplo que acabamos de mencionar, el generador que desee manipular el mercado tiene que utilizar algún método para artificialmente, hacer más bajo el precio de alguno de los dos mercados que le interese.

Una variante de lo anterior lo constituye la estrategia de sumar pujas virtuales. De acuerdo con (Ledgerwood and Pfeinfenberger, 2013), los participantes del mercado tienen dos opciones, de presentar una puja de oferta, denominada INC u oferta virtual, u otra de demanda denominada DEC o demanda virtual. El efecto sobre los mercados de Día en Adelante y en Tiempo Real no son meramente financieros, ya que lo que ocurra en el mercado financiero podría acabar influyendo el mercado real. La principal característica de una operación virtual es que la cantidad de Megawatts comprada (vendida) en el mercado de Día en Adelante, es la misma que se vende (compra) en el mercado de tiempo real pero desplaza la curva de oferta hacia la derecha.

Estrategia: Si se espera que en cierta hora el precio del mercado de Día en Adelante sea más grande que el de Tiempo Real en un nodo en específico, se pone una orden de venta en el mercado de Día en adelante y una de compra en el mercado de tiempo real. Si el conjunto de ordenes se ejecuta se le paga el precio del

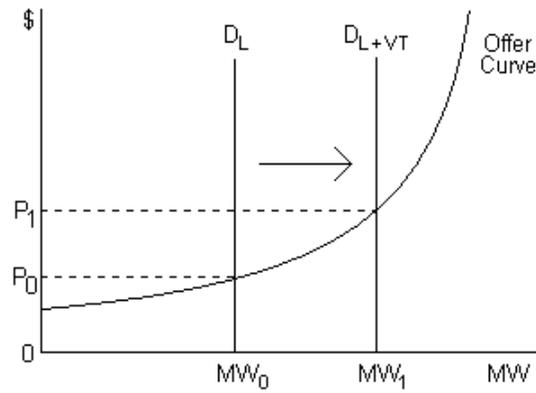


Figure 3.4: Efecto precio de demanda virtual en el mercado de Día en Adelante.
 Fuente: (Ledgerwood Pfeifenberger, 2013)

mercado de día en adelante y paga el precio de tiempo real.

Concretamente, supóngase que en el nodo 23 el precio de DA es $\$10MWh$ y el de RT es de $\$7MWh$. Si la cantidad disponible de electricidad fuese de $20MW$, entonces, la estrategia es comprar $20 MW$ en el mercado RT a un precio de $\$7MWh$ a un costo de $(20)(7) = \$140$ y se vende esa misma cantidad a un precio de $\$10$ para obtener un ingreso de $(10)(20) = \$200$, y tener una ganancia neta de $\$200 - \$140 = \$60$.

Dado que las diferencias no siempre son significativas hay formas artificiales de alterar el precio y, como ya se dijo, esto consiste en aumentar ofertas virtuales a la demanda del mercado de Día en Adelante para mover el precio del mercado de Día en Adelante y a su vez podría afectar el precio del mercado en Tiempo Real. Esto se logra de la siguiente forma:

Si la demanda (DEC) es mayor que la oferta (IFC), entonces un incremento artificial de las ordenes virtuales incrementarían el pronóstico de demanda (DL) y podrían acabar afectando el despacho de unidades físicas.

Lo anterior desplaza la curva de demanda hacia la derecha incrementando el precio de P_0 a P_1 e incrementando la cantidad real demandada de MW_0 a MW_1 . En cierto sentido, ocurre lo mismo que en los mercados financieros cuando se adicionan ordenes de alta frecuencia, en donde, algoritmos mandan miles de ordenes fantasma para influir en el precio de un activo y simultáneamente, toman la posición contraria, ésta es la que les trae beneficios.

La estrategia: el manipulador va largo (corto) en el mercado de futuros esperando comprar (vender) en el mercado spot para incrementar (decrementar) el precio spot. Como su posición en el mercado de futuros Δ es mayor que el valor esperado de su posición spot, entonces, las ganancias en Δ le permite al manipulador

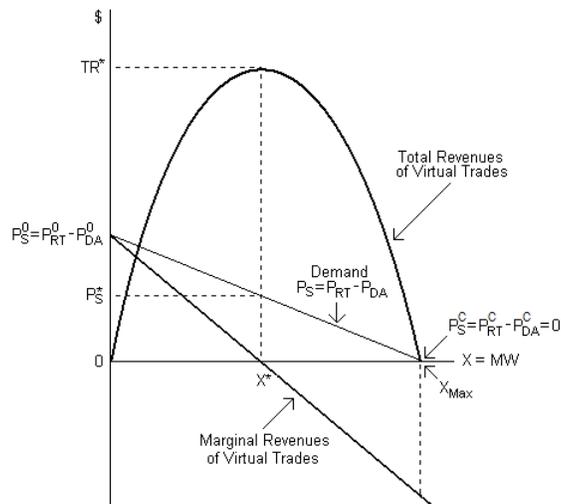


Figure 3.5: Gráfico de Ganancias del esquema de manipulación de precios.
Fuente: (Ledgerwood Pfeifenberger, 2013)

ganar más de lo que pierde.

3.7 ¿Qué se Necesita para Probar Manipulación de Precios?

La respuesta a esta pregunta depende de la jurisdicción en donde se desea contestar. Ciertamente, dadas sus malas experiencias con manipuladores, los norteamericanos tienen ahora excelentes estándares legales que hacen más fácil dar respuesta a esta pregunta. Bajo la *Commodities Exchange Act and Regulation*, el acusador debe de mostrar evidencia de los siguientes puntos, (CFTC, 1936):

1. El precio del contrato manipulado (cuando se trata de manipulación en mercados derivados de energía) fue artificial.
2. El acusado tenía la habilidad de causar el precio artificialmente.
3. El acusado causó que el precio fuera artificial.
4. El acusado actuó con la intención de causar que el precio sea artificial.

Aún cuando no todas las prácticas de manipulación de precios estén explícitamente expresadas en las regulaciones, la *Energy Policy Act (EPAAct)* adiciona provisiones mediante las cuales, todo comportamiento que se sospeche manipulador puede ser investigado y castigado⁶⁴. En particular, la legislación establece lo siguiente:

⁶⁴Kaiser, Gordon. *The Guide to Energy Market Manipulation*. Global Competition Review. London: The Law Business Research Ltd, 2018

La Comisión actuará en casos en donde una entidad (1) use un artículo, esquema o artefacto fraudulento, o hace una interpretación errónea, u omisión del material bajo el cual, hay una obligación de hablar bajo una tarifa impuesta por la Comisión, orden de la Comisión, regla o regulación, o practique cualquier acto de negocio que opere o vaya a operar como fraude o engaño sobre cualquier entidad; (2) con el requisito de experto intencional o de conducta irresponsable; (3) en conexión con la compra o venta de gas natural o energía eléctrica o transporte de gas natural o transmisión de energía eléctrica sujeta a la jurisdicción de la Comisión, (FERC, 2005)

A pesar de que las técnicas de manipulación de precios no estaban estipuladas en la Ley, se pudo detener y multar a J.P. Morgan por \$410 millones de dólares⁶⁵. Se argumentó que en el caso de J.P. Morgan incluso con la cláusula antes mencionada fue difícil fincar responsabilidades a los manipuladores. Sin embargo, de no ser general esta cláusula, los generadores habrían tratado de pasarla de largo evitando los puntos específicos a la que esta se refiriera. Como consecuencia de lo anterior, los organismos regulatorios Mexicanos decidieron incorporar una cláusula similar. El riesgo de hacer una cláusula específica es que, si por ejemplo, la cláusula prohíbe la estrategia A, otro generador podría crear las estrategias B, C, o D a partir de A, o bien totalmente independientes de esta, de tal forma que es complicado considerar todas las posibles formas que podrán existir incurrir en comportamiento abusivo. Esto se hace más patente cuando se considera que hay fuertes incentivos económicos a encontrar estas técnicas dado lo redituables que son. Dado lo anterior, la Ley de la Industria Eléctrica en su artículo 104 establece que:

Se prohíbe a los integrantes del sector eléctrico la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados. En caso de identificar dichas prácticas, la CRE instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo, a fin de revertir la consecuencia monetaria de las transacciones identificadas, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones a que haya lugar. En casos graves, la CRE instruirá al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista., (Presidencia de la República, 2014)

Las estrategias mencionadas son algunas de las que fueron más utilizadas por los generadores, sin embargo, están muy lejos de ser todas las posibles opciones que tienen los manipuladores de abusar de las reglas de mercado. Por otro lado, una de las estrategias de Enron que más efectos negativos tuvo en CAISO fue apagar o disminuir la producción de las centrales eléctricas con la finalidad de que la escasez eleve el precio de mercado, punto que algunas jurisdicciones como la Mexicana, lo abordó directamente y sin generalidades, obligando a todos los participantes a ofertar toda su capacidad disponible.

⁶⁵Farrell, Maureen. "JPMorgan settles electricity manipulation case for \$410 million". *CNN Money*, July 30, 2013. Available at: <http://money.cnn.com/2013/07/30/investing/jp-morgan-electricity-fines/index.html> Accessed, Mar 2020.

3.8 Aspectos Legales de la Manipulación y Poder de Mercado en México.

Dadas las estrategias de manipulación antes mencionadas, las cuales ocurrieron principalmente en el *pool* de California, (aunque también ocurrieron en MISO y PJM), la Reforma Energética Mexicana ha tomado previsiones legales con la finalidad de evitar tanto como sea posible, los comportamientos como los que se vieron en Norte América.

La finalidad de este apartado es determinar que se puede y que no se puede hacer en el Mercado Eléctrico Mayorista Mexicano. Asimismo, se verá que con restricciones muy simples se logra limitar las potenciales estrategias de manipulación que existieron en *pools* como CAISO, MISO y PJM.

Por un lado, la Secretaría de Energía creó diversas disposiciones legales las cuales apuntan directamente a evitar estrategias de manipulación. En particular, en esta sección se abordará las Bases de Mercado Eléctrico, (Secretaría de Energía, 2015a); el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, (Secretaría de Energía, 2016b); las Disposiciones para el Registro de Parámetros de Costos, (Secretaría de Energía, 2017a); y el Manual de Vigilancia de Mercado, (Secretaría de Energía, 2018b).

Con la finalidad de hacer valer las legislaciones antes descritas, la SENER creó la Dirección General de Análisis y Vigilancia del Mercado Eléctrico, la cual tiene la obligación de revisar todas las transacciones en tiempo real, el reportar y revisar las transacciones sospechosas; asimismo la Comisión Reguladora de Energía (CRE) y el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) participan en la vigilancia y regulación del mercado. A continuación se presentan brevemente los aspectos más relevantes a este trabajo. Otras estrategias de manipulación así como aspectos legales de mayor profundidad se presentan en los apéndices B y C.

3.8.0.1 Bases del Mercado Eléctrico.

Las Bases de Mercado son el documento medular de la construcción del Mercado Eléctrico Mayorista. De este se desprenden otros documentos como el referente al Mercado de Corto Plazo, al de Largo Plazo, al de Derechos Financieros de Transmisión etc. En lo que concierne a este trabajo un punto relevante aparece en la base 9.1.8 b) la cual establece una penalidad por operar con niveles de reservas cerca del mínimo, y la penalidad se hace más grande mientras más se reduzca esa reserva, (Secretaría de Energía, 2015a).

En el punto d) de la misma base 9.1.8 se establece que CENACE deberá emitir instrucciones de despacho tomando en cuenta las restricciones siguientes:

1. Respetar máximos, mínimos y límites de rampas.
2. Respetar los tiempos de arranque, tiempos mínimos de funcionamiento, tiempos mínimos de paro y niveles mínimos de despacho.
3. Respetar las restricciones de transmisión.
4. Aplicar restricciones graduales en el modelo de Despacho Económico con Restricciones de Seguridad, de forma que el modelo asuma un precio de penalidad por operar cada línea cerca de su límite y el precio se incrementa conforme el flujo se acerca al límite.

Recuérdese que una gran parte de las estrategias de manipulación, fueron creadas con el supuesto de que el despachador respeta las rampas y los tiempos de funcionamiento mínimo y de arranque. Consecuentemente, si no se consideran el resto de las regulaciones, por sí mismas estas restricciones darían lugar a que funcionen los mecanismos de manipulación; pero, como se verá a continuación, CENACE tiene algunos *guardrails* para intentar mitigar dicho comportamiento.

Por otro lado, algunos generadores tienen costos marginales cercanos a cero, como aquellos que poseen fuentes Eólicas o Fotovoltaicas, de tal manera que, estos generadores en principio podrían hacer ofertas de venta iguales a cero. Al respecto, la base 9.5.1 f) establece que todas las centrales eléctricas, renovables o no renovables, podrán realizar ofertas "por debajo de costos, incluyendo las ofertas negativas, se permiten hasta la oferta piso".

Si se detecta algún generador que oferte por debajo de sus costos para distorsionar la competencia, entonces la Unidad de Vigilancia de Mercado tomará las medidas adecuadas. Con la finalidad de determinar si la oferta es dañina a la competencia de mercado, la oferta 9.5.1 b) estipula que CENACE calculará los precios de referencia para cada unidad de tal forma que exista poco margen de especulación.

3.9 En Suma.

Dadas las prácticas de manipulación de mercado anteriores y dado que como se mostró, las condiciones de competencia no necesariamente son cercanas a aquellas de competencia perfecta (incluso se mostró lo opuesto, que tanto para los mercados de día en adelante, tiempo real, y de DFT, los participantes tienen el incentivo natural y prevalente a desviarse de la conducta óptima de mercado hacia una de manipulación, lo que ocasiona que no se cumpla el supuesto de competencia perfecta y, por ende,), la Secretaría de Energía así como el resto de los reguladores se aseguraron de que la posibilidad de Manipulación de Precio no tuviera lugar de la forma en como se dio principalmente en CAISO, pero también en PJM, ERCOT y otros. Por lo

cual, la Secretaría de Energía recurrió a una estrategia legal, la cual obliga a los participantes a cumplir con los siguientes puntos:

1. Los generadores están obligados a ofertar sus costos, no pueden hacer pujas competitivas con la finalidad de ser asignados (no pueden porque el costo de cada puja es muy alto y además, cada una es revisada por los reguladores).
2. Para evitar que los generadores suban el precio de la electricidad restringiendo la capacidad de generación, los generadores están obligados a ofrecer la totalidad de su capacidad, la cual, debió haber sido reportada previamente al CENACE y debe de coincidir con las especificaciones técnicas dadas por el fabricante.
3. Se establecen penalidades para Ofertas Virtuales que puedan afectar el precio de los Derechos Financieros de Transmisión.
4. Con la finalidad de que el mercado sea atractivo a inversionistas, se ofrece una serie de costos de recuperación, como compensación cuando el precio esta por debajo de los costos, compensación por transporte de combustible, etc.

Sin embargo, estas medidas no son perfectas, si bien es cierto que abordan el problema de la manipulación de precios, no necesariamente garantiza los incentivos para que la inversión llegue al mercado y este se comporte como en competencia perfecta, es decir, no necesariamente ocurre que habrá tantos competidores que se peleen por el cliente bajando los precios tanto como sus costos. De hecho, mediante el esquema que imponen los reguladores en México, se esta obligando a que $P = CMg$, es decir, la condición anterior se cumplirá a pesar de que existan pocos generadores acaparando el mercado, lo cual podría crear distorsiones en el sentido de que, de hecho, estos incentivos no necesariamente obligan a los participantes a competir en términos de integrar al sistema equipos de generación con los costos marginales más bajos, es decir, no necesariamente hay una competencia en precio en el mediano y largo plazo. Lo anterior nos llevan a realizar una serie de preguntas:

En principio ¿tiene algún sentido que los generadores tengan la voluntad de acaparar el mercado cuando no van a poder controlar el precio?, ¿Existe alguna forma de manipular el mercado, que permita obtener rentas superiores a las de $P = CMg$ ya sea mediante especulación en alguno de los mercados financieros, o mediante alguna estrategia en los mercados físicos? ¿cuáles son los incentivos para que los inversionistas entren al mercado con tantas restricciones ($P = CMg$ y cantidad ofertada máxima)? ¿habrá un esquema alternativo y mejor al que se propone en la reforma energética?

El objetivo del proyecto es incorporar nuevos supuestos más realistas a los de la Secretaría de Energía, basado en BALMOREL. Como intentó mostrar este capítulo, la necesidad de este modelo alternativo viene del que BALMOREL podría no cumplir los supuestos básicos que atañen a la realidad Mexicana, siendo estos, la falta de competencia, la posibilidad de comportamiento no-económico por parte de los participantes de mercado y la falta de fortaleza de las instituciones. Por lo anterior, la matriz de energía eléctrica propuesta en (Secretaría de Energía, 2018d), podría tener incongruencias con la realidad, de donde, es necesario estimar el modelo no asumiendo competencia perfecta.

En este capítulo se encontró suficiente evidencia teórica para no aceptar la hipótesis de competencia perfecta en el mercado eléctrico Mexicano, al menos no en su totalidad, pues aún cuando las legislaciones e instituciones acorralan el problema de manipulación de precios, estas no necesariamente crean los incentivos para generar condiciones de competitividad, en el sentido de que, los agentes no necesariamente tienen los incentivos para introducir al mercado los equipos con el costo marginal más bajo si actualmente poseen equipos con el costo marginal lo suficientemente bajo para ser despachados sin necesariamente ser los más bajos, es decir, aún cuando haya mejores equipos y más baratos, mientras sean despachados no van a buscar implementarlos dado lo costoso, tardado y políticamente inestable del ambiente de negocios actual.

Adicionalmente, como se mostró, existen diversas estrategias de manipulación de mercado así como de manejo por medio de las cuales, los generadores pueden influir en el precio y, por ende, este no será igual al costo marginal. Como ya se dijo, las legislaciones Mexicanas son muy robustas ante el problema de manipulación, mas sin embargo, no necesariamente son perfectas y la posibilidad para comportamiento no económico siempre estará abierta. Finalmente, se mostró mediante el “problema del manipulador”, que siempre existirán los incentivos para manipular el mercado, y también se mostró que siempre existirá un equilibrio lejos del precio marginal, de donde, no se puede esperar que los generadores se comporten como en competencia perfecta y, por consiguiente, existe la necesidad de reformular el modelo BALMOREL para adaptarlo al mercado mexicano.

Por otro lado, experiencias similares alrededor del mundo han llevado a la implementación de ciertas estrategias que intentan contener los efectos de poder de mercado y manipulación de precios entre ellas se encuentran la creación de toques a los precios de las ofertas, ofertas basadas en costos, contratos *must-run* de confiabilidad y despachos fuera de mérito cuando se cree que podría existir potencial de poder de mercado como en un área con congestión. Estas medidas han tenido solo un éxito limitado y por ende, se requieren mejores opciones.

Chapter 4

Aspectos Económicos del Mercado Eléctrico

El siguiente capítulo presenta algunos de los puntos más relevantes que nos llevan a reconsiderar las hipótesis de competencia perfecta. Para comenzar, los mercados eléctricos, así como parte de la industria de las comunicaciones, del agua entre otras se les conoce como *utilities*. Son industrias en las que en principio, no tiene sentido que existan múltiples oferentes del servicio completo, de inicio a fin. Por ejemplo, no tiene sentido que existan dos tuberías de abastecimiento de agua a una misma casa en caso de que existieran dos empresas abastecedoras y en caso de que una persona decidiera estar primero con una empresa y luego con otra. Por ende, cuando estas empresas son inicialmente propiedad del estado y se desea abrir el sector a la iniciativa privada, no se abre totalmente, es común que la infraestructura básica, en este ejemplo de transporte del agua nos referimos a las tuberías, o bien en lo referente a nuestro trabajo a las líneas de transmisión eléctrica continúen siendo propiedad del estado pero estas sean de uso abierto para las empresas que decidan participar.

En realidad, el término que se usa en este trabajo es el de Monopolios Naturales, es decir, son industrias con altos costos iniciales y donde el costo medio decrece cuando se incrementa la producción, por lo que existen economías de escala, lo que en principio implica que una sola empresa es capaz de abastecer el sector de forma óptima, (Greer, 2011). Existe una discusión respecto de si la industria eléctrica cae en tal rubro o no, notablemente (Walter J. Primeaux, 1979) argumentan que ha sido un error considerar monopolio natural a esta industria, pues al hacerlo se les ha dado privilegios que merman la competencia. Asimismo, otros autores como (Gegax and Nowotny, 1993), argumentan que el agotamiento de economías de escala en el sector (si estas en verdad ocurrieran), no necesariamente implica que el sector deja de ser monopolio natural. Primeramente hacen la distinción entre monopolio natural fuerte y débil, siendo el primero aquel en donde el costo promedio decae, y el segundo es aquel en donde el proceso de producción es subadi-

tivo. La crítica se refiere a que, un producto puede ser subaditivo aún cuando tiene costo medio de largo plazo creciente. Finalmente argumentan que, considerando el caso multiproducto, al sector le atañe una economía de alcance¹; la integración vertical de la industria ayuda a que se genere una cantidad de producto óptima; la integración horizontal de cada empresa le permite a la industria reducir costos reduciendo la capacidad de reserva unitario. Concluyen pues que estas condiciones son suficientes para que se les asigne el estatus de monopolio natural. Como bien se puede apreciar, es un poco complicado discernir el status de la industria, y aún más cuando la misma posee características diferentes por país, consecuentemente, solo nos limitaremos a marcar algunas diferencias y continuar con aspectos prácticos referentes al sector eléctrico.

Como se mencionó anteriormente, a un nivel teórico, la creación de mercados eléctricos asume la existencia de competencia perfecta. Inicialmente, la generación eléctrica es concebida como un monopolio natural pues esta solía ser parte únicamente de las empresas estatales. Sin embargo, como se dijo antes, este esquema cambió en diversos lugares alrededor del mundo y en una medida importante, el esquema ideal que se ha intentado adoptar es el de una industria competitiva. Esto se hizo así pues el esquema posee varias ventajas, como el que el precio en un mercado en competencia perfecta da las señales para el momento y la magnitud de nuevas inversiones. Adicionalmente, como las firmas no pueden influir en el precio, están obligadas a generar al menor costo posible. Más aún, dado un marco regulatorio completo, el ambiente competitivo haría muy complicado ejercer poder de mercado, (Wolak, 2000). A continuación se presentan los antecedentes económicos relacionados a la industria eléctrica Mexicana.

4.1 Antecedentes

Durante el primer año de gobierno del mandatario López Obrador ha habido importantes cambios en el sector eléctrico. Las acciones ejecutadas por la administración apuntan en direcciones erráticas y algunos cambios apuntan en direcciones opuestas al fin que supuestamente persiguen, como la política de confiabilidad por la cual se pretendía cerrar el paso a las energías renovables. Algunos de los siguientes puntos fueron extraídos de reportes noticiosos ya que, la información era modificada constantemente durante el periodo en el que se realizó este trabajo y además, esta iba saliendo en el momento de escritura del proyecto, es decir, raramente había tiempo para esperar a que un paper fuera publicado con la información que surgía en el momento. Aunado a lo anterior, algunos de los documentos oficiales, como el PRODESEN 2019 (Secretaría de Energía, 2019b), y la versión 2020 (Secretaría de Energía, 2020b) resultaron ser poco informativos, ambiguos, sin fundamento técnico e incluso tendenciosos. Por lo tanto, los supuestos de este trabajo, estuvieron sujetos a la información que estuvo disponible en el momento de realización.

¹Aquella donde el costo unitario de producir un producto cae cuando la variedad aumenta. Investopedia. "Economies of Scope Definition". *Investopedia*. Aug 1, 2018. Available at: <https://www.investopedia.com/terms/e/economiesofscope.asp> Accessed: Jan 2020

4.1.1 Ideología Contemporánea en la Industria Eléctrica

Al inicio de la administración que comenzó en 2018, se mencionó la voluntad de continuar con la relación público-privada en el sector eléctrico, así como de continuar con las metas de generación limpia. De hecho, el jefe de la oficina de la Presidencia de la República, Alfonso Romo, mencionó que el gobierno simplemente no tiene el dinero suficiente para realizar las inversiones necesarias en el sector. Estas inversiones ascenderían a un rango de entre 75 a 100 mil millones de dólares en los siguientes 15 años (generación, transmisión y distribución), considerando supuestos de planeación ordinarios y estipulados en (Secretaría de Energía, 2018d) y (Secretaría de Energía, 2019b). De esta forma, el titular de la dependencia asevera que el reto para el año 2020 es recobrar la confianza de los inversionistas para que estos ayuden en la tarea de renovar la planta de generación eléctrica². El aspecto de la participación privada es un punto central dados los aspectos políticos de la administración actual, en donde se prometió no tener más deuda y no incrementar el déficit primario, es decir, si el sector gubernamental no va a invertir en un contexto donde cuanto menos habrá estancamiento económico y posiblemente hasta una recesión³, entonces debe de haber los incentivos correctos para que la iniciativa privada lo haga.

La realidad cambió muy rápido y la pérdida de confianza por parte de los inversionistas fue importante. Se comenzó con reveses a proyectos privados en otras áreas, posiblemente siendo la cancelación del nuevo aeropuerto el más vistoso de todos, que a pesar de haber pasado por consulta pública de dudosa validez estadística, en esencia mandó la señal a los inversionistas de que las reglas podrían cambiar si el proyecto en cuestión cruza límites políticos, sin importar la industria, sin importar el avance del proyecto o el dinero ya gastado, es decir, mandó la señal de que esto podría pasar no solo en la industria del transporte, sino que podría ser cualquier otra, y parece ser que este es el caso de la industria eléctrica.

De acuerdo con el *Financial Times*, el principal objetivo del actuar del presidente es el nacionalismo de la energía⁴. Cabe mencionar que en la administración presidencial que comenzó en el 2018 inicialmente se consideraba como nacionalismo, parece ser, la preponderancia de las empresas paraestatales, particularmente CFE y PEMEX, así como de la extracción y procesamiento de los combustibles a nivel local. Sin embargo, tanto CFE como PEMEX necesitan otros insumos para operar, los cuales no se tienen en abundancia en el país, por ejemplo, gas natural, el cual actualmente se importa desde Texas, de donde, el nacionalismo energético planteado de esta forma depende fuertemente de los vaivenes de las política norteamericana, la cual, ha sido muy volátil bajo la administración del Presidente Donald Trump. Posteriormente, en enero del

²Chavarría, Engge. Arteaga, José. "4T Abre a IP Luz, Gas y Petróleo". *El Heraldo de México*. Dec 5, 2019. Available at: <https://elheraldodemexico.com/mer-k-2/alfonso-romo-garza-plan-energetico-iniciativa-privada-entrevista-el-heraldo-de-mexico/> Accessed, Jan 2020

³El año 2019 se declaró como contractivo con una caída del 0.1 % del PIB desestacionalizado, de acuerdo con el INEGI

⁴Webber, Jude. "Mexico Plans Crackdown on Private Electricity Market". *Financial Times*. Dec 21, 2019. Available at: <https://www.ft.com/content/c7e4d878-21f4-11ea-b8a1-584213ee7b2b> Accessed, Jan 2020.

año 2020, se presentaron los indicios del Programa Especial de Transición Energético a 2019-2024. La estrategia plantea como problema central la incertidumbre en los mercados internacionales de combustible, de donde, el programa estipula la necesidad de recuperar la autosuficiencia para llegar a la seguridad energética y aquí sí se define con mayor precisión este término, el cual se estipula como "la capacidad de un país para satisfacer la demanda nacional de energía con suficiencia, oportunidad, sustentabilidad y precios adecuados, en el presente y hacia el futuro con disponibilidad y acceso a fuentes de energía aceptables ambientalmente y a precios accesibles."⁵.

Esta definición deja ver algunos aspectos de la política energética. Para comenzar, la definición oficial es muy ambigua, abierta a muchas interpretaciones, y peor aún, es una definición en donde cada entidad gubernamental podría definir cada elemento a su conveniencia. El término *suficiencia* sugiere que van a enfocarse fuertemente en la extracción local de energéticos. El término *oportuna* sugiere que si la extracción local no cumple con las expectativas, para evitar desabasto de combustibles, se recurrirá a importarlos del extranjero, o tal vez, más probablemente sugiere que de inicio se va a continuar con la política de importación de combustibles, tal como se hace con el gas natural que se trae desde Texas. Por otro lado, la definición no dice que va a procurar precios bajos, sino que va a procurar precios *adecuados*, y aquí uno se preguntaría ¿adecuado para quién? porque una posibilidad es que los precios sean adecuados para mantener los altos costos de generación y la ineficiencia potencial de la estrategia actual de la CFE, es decir, no se habla de precios adecuados para los consumidores, no se habla de un comparativo de precios con respecto a otras naciones más eficientes, los "Precios Adecuados" es un concepto muy subjetivo, pues las autoridades no se comprometen a una mejora del precio de generación, de hecho, no se comprometen a algo, si quiera a una leve mejora, lo cual es una posición muy conveniente para la CFE y demás reguladores, no para los usuarios finales pues incluso si estos reciben precios finales bajos, esto podría deberse a subsidios gubernamentales, no a una eficiente generación eléctrica. El *downside* de esta estrategia es que esos subsidios podrían utilizarse en otros proyectos verdaderamente productivos. Adicionalmente, la definición dice que se tendrá acceso a fuentes de energía *aceptables ambientalmente*, es decir, la frase no especifica que sean limpias o renovables, sino que depende de lo que se entienda como "aceptable ambientalmente". Para la CFE eso puede significar invertir en gas natural, que es menos contaminante, pero sí emite CO₂ y de metano, pero si el abasto de este combustible se complicara para la CFE, entonces podría considerarse "aceptable ambientalmente" el uso de otros combustibles, incluso el carbón, lo cual no una posibilidad descabellada pues se debe de recordar que la administración actual mandó revitalizar centrales de carbón que estaban por ser cerradas.

⁵Energía a Debate. "Publican la Estrategia de Transición para Tecnologías y Combustibles Limpios". *Energía a Debate*. Jan 11, 2020. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/publican-la-estrategia-de-transicion-para-tecnologias-y-combustibles-limpios/> Accessed: Jan 2020.

En términos de alcance de este trabajo, los puntos importantes de la estrategia energética los cuales afectan la simulación del último capítulo son los siguientes⁶:

- Establecer a Petróleos Mexicanos y a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) como operadores estratégicos del proceso de Transición Energética.
- Sustituir con producción nacional la actual importación de combustibles, con acciones de eficiencia, mitigación y adaptación.
- Cambio planificado de la matriz energética, con una incorporación segura y económicamente viable de energías limpias y renovables.
- Se busca Autosuficiencia, Sustentabilidad y Precios Adecuados.

Las acciones de la CFE y de los reguladores de la industria eléctrica mexicana pretenden alcanzar el nacionalismo energético debilitando las características competitivas del mercado, además de eliminar la independencia de los reguladores. Para lograr cualquier cambio importante en el sector, se necesitan piezas clave en los distintos órganos, sean independientes o no, como en la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), de lo cual se profundizará más adelante. El hecho de que se busque dar prioridad a las empresas productivas del estado como ejes rectores en la transición podría implicar que estos organismos tendrían poder de mercado, en particular la CFE, lo que en principio va en tono con nuestro supuesto de no competencia perfecta.

Adicionalmente, cuando la administración del presidente Obrador menciona que desean una "incorporación segura" suena peligrosamente a que piensan limitar la incorporación de energías renovables, ya que su visión de autosuficiencia esta basada principalmente el uso de combustibles fósiles. Esta intención se hace patente cuando el 29 de octubre del 2019, el director general de CFE, Manuel Bartlett Díaz, dijo que no va a ignorar las energías limpias pero que "se antepondrá la soberanía energética" dado que "la CFE no tiene por qué subsidiar a empresas generadoras privadas"⁷. Cabe mencionar que el director Bartlett comete al menos un error cuando dice que la CFE debe subsidiar a empresas privadas de energías renovables, ya que no subsidia a empresas renovables. El argumento es que, dado que las energías renovables son intermitentes entonces habrá periodos donde estas no generen electricidad y, por consecuencia, donde deba existir una capacidad de respaldo, posiblemente de generación convencional, que según el director Bartlett la paga la CFE, es decir, posiblemente se refiere al costo de oportunidad al que se someten las plantas de la CFE al no generar por tener la obligación de estar en modo de respaldo. Sin embargo, los participantes del Mercado

⁶Energía a Debate. "Preparan el Programa Especial de Transición Energética 2019-2024". *Energía a Debate*. Ene 11, 2020. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/preparan-el-programa-especial-de-transicion-energetica-2019-2024/> Accessed, Jan 2020.

⁷Energía a Debate. "En Riesgo 9 Mil Millones de Dls por Modificaciones a CEL: CCE". *Energía a Debate*. Oct 29, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/regulacion/en-riesgo-9-mil-millones-de-dls-por-modificaciones-a-cel-cce/> Accessed, Dec 2019.

Eléctrico Mexicano están obligados a adquirir reservas en una cierta proporción, y ellos pagan por estas reservas, de tal forma que la CFE no esta subsidiando a las empresas de generación renovable, pues los centros de carga están pagando a la CFE o a cualquier otro generador por tener capacidad de generación convencional en reserva.

Otro argumento por parte del director Bartlett es que no se debe de invertir en energías renovables ya que estas generan la mayor cantidad de electricidad en horas donde no se necesita tanta generación (ofertan más de lo que se está demandando), por ejemplo, la solar genera mayormente en tiempo cercano al medio día⁸ y la demanda de energía eléctrica se incrementa a partir del medio día hasta cerca de las 8 pm⁹. Sin embargo, este problema ha sido superado muy fácilmente en economías desarrolladas invirtiendo en hidro-bombeo u otras tecnologías de almacenamiento, sin mencionar que México tiene perfectas condiciones geográficas para implementar grandes cantidades de almacenamiento por hidro-bombeo, la energía que se produzca en exceso durante las horas donde no se necesita se puede almacenar y mandarse a la red en las horas donde sea necesario. Adicionalmente, en el caso particular de hidro-bombeo, estas tienen capacidad de rampa muy grande, por lo que se pueden utilizar muy fácilmente en horas pico.

A la par de este argumento, el director Bartlett informó que es muy costoso utilizar aerogeneradores y de hacerlo, se afectaría las finanzas de la paraestatal, destacó que el costo de su central de generación eólica *CFE Generación V* pagó MXN \$1,568 MWh en promedio, en tanto una central de Ciclo Combinado pagó solo MXN \$820 MWh, por ello, argumenta el director Bartlett, la CFE debe girar hacia generación convencional. Si bien es cierto que el costo de energía eólica de los aerogeneradores de la CFE es alto, esto se debe a que la CFE utiliza generadores sumamente viejos e ineficientes. De la misma forma, algunos de los aerogeneradores utilizados que no son de la CFE se asignan por medio de contratos legados de Productores Independientes de Energía (PIEs) los cuales abastecen a la CFE y suelen utilizar aerogeneradores viejos, algunos fueron instalados a lo largo de los años 80s, y la diferencia de eficiencia, costo de operación y mantenimiento con respecto a los generadores actuales es absolutamente radical, simplemente en la primera subasta de largo plazo, el costo por MWh promedio fue de USD \$ 43 MWh, que es comparable con el costo de Ciclo Combinado que menciona la CFE. Adicionalmente, en la tercera subasta el precio más bajo fue de USD \$17.8 MWh por energía eólica, siendo el promedio de la subasta de USD \$20 MWh, si esta cantidad se compara con el costo medio de Ciclo Combinado de la industria privada el cual es de USD \$ 40 MWh, se puede concluir que utilizar generación eólica sigue siendo más barato que la generación convencional más competitiva que hay en el mercado¹⁰, Cabe mencionar que el precio de la energía eólica ya incluye a los

⁸la hora y la amplitud del intervalo de generación máxima puede variar dependiendo de la región geográfica y de la época del año

⁹Nuevamente, este intervalo de demanda máxima es variable de acuerdo a la época del año

¹⁰Energía a Debate."Responden a CFE sobre Costo de Energía Eólica". *Energía a Debate*. Nov 22, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/responden-a-cfe-sobre-costo-de-energia-eolica/>

En suma, la estrategia busca debilitar la porción de los generadores privados que están en el mercado y por ende, ampliando la participación de la CFE. Nótese que tal parece ser que la estrategia no es incrementar la participación de la CFE haciendo esta más eficiente en costos y respetando las reglas de mercado, sino que se pretende fortalecerla debilitando a los generadores privados y alterando las reglas de mercado a conveniencia de la CFE. La ideología de la administración que comenzó en 2018 parece tener fuertes tintes estatistas así como un deseo de control total de las instituciones reguladoras, aún cuando estas sean autónomas, y para lograrlo no necesariamente tienen que modificar sus legislaciones, sino que, buscan colocar en puestos clave a personas leales al régimen. A continuación se presentan algunos de los cambios más importantes:

- Repotenciamiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE).
- Cancelación de las Subastas.
- Modificaciones a los Certificados de Energías Limpias (CEL).
- Incremento a los Costos de Transmisión.
- Incremento a los Costos de Generación.
- Eliminación de la Independencia de Órganos Reguladores.
- No almacenamiento de Energía y desinversión en transmisión.

4.1.2 Repotenciamiento de la Comisión Federal de Electricidad (CFE)

El presidente de la república, López Obrador, estableció su deseo de fortalecer la Comisión Federal de Electricidad a un punto en donde, para el final del sexenio se esté generando entre el 56 - 70% del total, siendo 56% la cantidad que genera al 2019. Cabe mencionar que inicialmente se mencionó que continuaría generando solo 56% de total a lo largo de la actual administración, es decir, inicialmente no se habló de incrementar su porción del mercado¹². Uno de los medios para lograr la cota superior de mercado que menciona el presidente es reunificar a las empresas generadoras de la CFE. Esto se pretende realizar mediante el nuevo acuerdo firmado en marzo del 2019, (Secretaría de Gobernación, 2019), así que primeramente se presentará el contexto.

Accessed, Jan 2020

¹¹Dos terceras partes del costo se debe a la generación de energía, y el tercio restante se debe al costo del CEL

¹²Energía a Debate. "El 56%, o hasta el 70%, de la generación será para CFE". *Energía a Debate* Dec 21, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/el-56-o-hasta-70-de-la-generacion-sera-para-cfe/> Accessed, Jan 2020.

Con el establecimiento de la Reforma Energética durante el sexenio del expresidente Enrique Peña Nieto, se decidió que la Comisión Federal de Electricidad (CFE) debía ser separada en varias empresas que compitan entre sí y con el resto de los generadores privados. Se separó verticalmente las actividades básicas de CFE que son, generación, transmisión, distribución y comercialización, asimismo, se llegó a una separación de activos de generación para crear seis subsidiarias, esta escisión fue denominada Términos para la Estricta Separación Legal (TESL) de la Comisión Federal de Electricidad, (Secretaría de Gobernación, 2016); una de las finalidades de esta separación es eficientar la empresa productiva del estado, pero también eliminar la estructura oligopólica del mercado y dirigirla hacia una más competitiva. Sin embargo, la administración del presidente López Obrador decidió modificar los Términos con la finalidad de reunificar a la CFE. La razón que cita la Secretaría de Energía para invalidar la formulación inicial de los Términos es la siguiente:

”No se ha cumplido con el propósito fundamental de ”fomentar la operación eficiente del sector eléctrico”, ni de participar ”de forma competitiva en la industria energética”, debido a que la reorganización llevada a cabo por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en Generación, con la creación de seis Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y una Empresa Filial (EF), se incrementaron costos y se redujo la eficiencia de gestión operativa y administrativa, debido a que la organización y distribución de activos fue inadecuada, lo que afecta a la viabilidad de las empresas.”, (Secretaría de Gobernación, 2019).

Durante el proceso de creación de la Reforma Energética, México estableció un mercado de costos, en el que son asignados los generadores con menor costo marginal hasta satisfacer la demanda, de tal forma que las centrales obsoletas y de altos costos marginales, muchas de las cuales son propiedad de la CFE, quedaron fuera de una parte importante de las asignaciones del mercado de corto plazo. Una de las metas de este mecanismo es que se fomentara de forma natural la introducción de energías renovables, pues son las de menor costo marginal. De lo anterior se induce que, si la CFE desea mantenerse competitiva al igual que los participantes privados, estos han de invertir en tecnologías más eficientes. Como la CFE no invirtió lo suficiente en estas tecnologías es que tuvo altos costos de generación así como un déficit, es decir, tuvo insuficiencia de ingresos dado que muchas de sus centrales no fueron asignadas dados sus altos costos. Deseamos enfatizar que el problema aquí fue la falta de inversión, no la escisión de la CFE en Empresas Productivas. Sin embargo, la administración federal del presidente López Obrador argumenta lo contrario:

”La Auditoría Superior de la Federación (ASF) señaló que 4 de las EPS de Generación ”no estuvieron en condiciones de ser rentables ni de generar valor económico y rentabilidad para el Estado”, vulnerando lo dispuesto en el artículo 134 Constitucional, también mencionó que ”la estrategia de administración del portafolio de centrales eléctricas de cada empresa no repercutió

en la generación de energía al mejor costo, además, las estrategias de optimización de éstas no se sustentaron en la eficiencia para generar energía al menor costo...". La ASF añadió que dos de las EPS tuvieron utilidades, pero su rentabilidad fue baja... La forma como ha operado dicha separación legal en materia de eficiencia y de optimización en la adquisición de combustibles a menor costo no ha funcionado, ya que los costos se han incrementado, lo que va en contra del espíritu del contrato de cobertura legado entre las centrales de generación de CFE y Suministro Básico que se plasmó en el Transitorio Décimo Noveno de la LIE que a la letra dice: "Los Contratos de Cobertura Eléctrica a que se refiere este artículo se asignarán para la reducción de las tarifas finales del Suministro Básico", (Secretaría de Gobernación, 2019).

Dado este argumento es que se pretende entonces reintegrar a las EP de la CFE para que vuelva a ser un participante muy grande, como fue antes de la reforma. En principio, esto no afectaría a la competencia pues el mercado esta basado en costos y en principio las centrales , sin embargo, si se llegara a realizar alguna modificación a la manera en como se asignan las centrales eléctricas, tal vez no necesariamente basada en costos marginales, entonces se tendría un caso de oligopolio con un participante muy grande con poder de mercado. Al respecto el gobierno federal argumentó lo siguiente:

"Esta propuesta no impacta sustancialmente la justa competencia, debido a que, El Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), al ser un mercado de costos y al estar la mayoría de las centrales de CFE (de las EPS de generación) comprometidas y concurrendo por ley en un contrato legado con Suministro Básico (Transitorio Décimo Noveno de la LIE), no representan plantas mercantes y por consecuencia no tienen mayor efecto sobre la competencia y libre concurrencia.", (Secretaría de Gobernación, 2019).

Podría ser cierto que no impacten a los generadores existentes que operen mediante contratos legados. Sin embargo, sí afecta las condiciones para los nuevos entrantes, pues el tener una empresa reconstituida fuertemente de manera vertical opera como barrera a la entrada. La modificación de la TESL da 60 días a partir de la publicación para que se realice la reasignación de activos de Empresas Productivas Subsidiarias (EPS) y las Empresas Filiales (EF)¹³. Adicionalmente, se ha fortalecido a la CFE financieramente ya que para el 2018, el organismo vio su presupuesto incrementarse 18% respecto del año anterior. Este interés posiblemente obedezca una visión estatista, en la cual, en la década de los 70s el organismo llegó a ser el único participante en el mercado eléctrico. Si bien es cierto que no estamos en contra de que el estado sea rector en generación eléctrica, se debe de mencionar que si este fuera el caso, la CFE debería de responder a los más altos estándares de eficiencia, costos y niveles de gases de efecto invernadero, lo cual no está

¹³Energía a Debate. "Reasignan Activos de Generación de la CFE". *Energía a Debate*. Nov 15, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/reasignan-activos-de-generacion-de-la-cfe/> Accessed, Jan 2020.

ocurriendo, es decir, se está fortaleciendo a la CFE sin hacerla más eficiente ni más barata.

La Comisión Federal de Competencia Económica, naturalmente tenía una opinión ante semejante amenaza a la competitividad, en cuanto a la separación vertical aseveran que esto traería las siguientes consecuencias¹⁴

- Desincentivar que la CFE construya infraestructura de transmisión y distribución, lo cual tendería a afectar principalmente a los nuevos generadores que piensan instalar plantas de energías renovables.
- Deshacer el piso parejo para todos los competidores que se establecieron en la Reforma Energética, de tal forma que las subsidiarias de la CFE tendrían mejores condiciones.
- La competencia se vería afectada dado que se podrían aplicar subsidios cruzados¹⁵, los cuales ayudarían a que las plantas menos eficientes sobrevivan.
- Si encuentran una forma de restringir la capacidad disponible de generación de las plantas más eficientes, se podría asignar a las no eficientes y más costosas. Esto parece algo complicado de lograr si los organismos independientes como la CRE y el CENACE hacen bien su trabajo, pues la Ley de la Industria Eléctrica obliga a los generadores a ofertar siempre el máximo de su capacidad y los generadores están constantemente vigilados por SENER y CENACE para evitar que restrinjan capacidad de forma arbitraria, de donde, si hay algún fraude de esta índole, debería de venir desde adentro de las instituciones antes mencionadas. Recientemente, sin embargo, ha habido indicios de que SENER, CENACE y CRE comienzan a perder su independencia y empiezan a decantarse a favor de la CFE y de las ordenes dictadas por la presidencia.

Un hecho más reciente en esta misma tónica de fortalecer a la CFE es el intento por parte de la CRE al prohibir que en los contratos de autoabastecimiento y cogeneración se incluyan nuevos clientes. Concretamente, el acuerdo prohíbe a los centros de carga que entraron en funciones después de la entrada de la Ley de la Industria Eléctrica (12 Ago, 2014) el considerarse como sociedades de autoabastecimiento y cogeneración, aunque previamente ya se les hubiera otorgado su permiso. Adicionalmente, a los generadores que ya tenían su permiso como autoabasto y cogeneración se les prohibirá dar de alta nuevos clientes salvo a aquellos que ya los hubieran registrado previamente en los planes de expansión aprobados por la CRE¹⁶. Lo anterior resta flexibilidad a la industria, les resta clientes potenciales y por ende, reduce el margen de beneficio, pues el

¹⁴Energía a Debate. "Impactarán en Competencia Eléctrica Reformas a CFE: COFECE". *Energía a Debate*. May 8, 2018. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/impactaran-en-competencia-electrica-reformas-a-cfe-cofece/> Accessed, Jan 2020

¹⁵Un subsidio cruzado se puede entender como la estrategia en donde una empresa sube el precio de un producto a un grupo de clientes que tienen considerable demanda del producto para generar un excedente con el cual compensar el que la empresa baje el precio de ese mismo bien (u otro de la misma empresa) en otro sector o para otro grupo de consumidores y de esa forma, financiar la penetración de mercado del grupo de consumidores de bajo precio

¹⁶Energía a Debate. "Proponen Modificar Permisos de Generación Legados". *Energía a Debate*. Feb 23, 2020. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/proponen-modificar-permisos-de-generacion-legados/> Accessed, Feb 2020

grueso de los potenciales clientes son industriales, es decir, estos auto-generadores ya no podrán comprar y vender energía al mejor precio posible, de donde, el único otro participante posible con la capacidad de abastecer el grueso del sector industrial y a los nuevos participantes de la industria es la CFE, lo que le daría poder de mercado. Esto no solo le permitiría a la CFE mantener su porcentaje de participación en el mercado eléctrico de 56%, sino que podría incrementarlo substancialmente¹⁷. Nuevamente se reitera que este logro de la CFE no viene por el lado de incrementar su eficiencia y competitividad, sino de mermar las condiciones de mercado y las de sus competidores, por lo que, el precio de la electricidad no necesariamente será el más bajo posible para el consumidor, y si lo es, podría deberse a la instauración de subsidios, que como ya se dijo, podrían utilizarse en otros proyectos verdaderamente necesarios.

La modificación anterior ya fue publicada en el Diario Oficial de la Federación¹⁸ lo que preocupa a la industria privada de generación, pues de concretarse, daría todavía mayor incertidumbre legal al sector energético, el cual requiere cuantiosas inversiones en generación, transmisión y almacenamiento, de donde, la principal consecuencia es la desinversión privada la cual terminaría recayendo en el ya de por sí austero sector público.

4.1.3 Cancelación de las Subastas

Parte de la estrategia del mercado eléctrico Mexicano en el mediano y largo plazo es fomentar la inversión en capacidad, para lo cual, las subastas son una pieza fundamental, ya que se asegura la demanda de una determinada cantidad y precio por un tiempo mínimo. Dado lo costoso y dado que el tiempo necesario para construir una central nueva puede ser considerable, lo que buscaban las subastas es dar certidumbre sobre la recuperación de sus costos, principalmente de la inversión inicial. Típicamente el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) convocaba a subastas de largo plazo cada año, salvo que SENER u otra autoridad considerara la necesidad de realizar otra antes. Estas subastas habían tenido ya un éxito importante: en la primera subasta de CENACE en 2015, se adjudicó el 84% de la energía limpia, los precios de la energía resultaron 43% menores al promedio de los marginales de 2016; en la segunda subasta se adjudicó más del 80% de los productos y el precio fue inferior que en la subasta anterior, en tanto que en la primera el precio ponderado de la energía fue de 526 MXN/MWh, en la segunda el precio bajó a 368 MXN/MWh. Por su parte, en la tercera el precio ponderado fue tan baja como 338 MXN/MWh, es decir, se llegó a alcanzar un precio mínimo de USD\$ 17.8 MWh por parte de la empresa de energías renovables ENEL, el precio por MWh ofertado más bajo alrededor del mundo, (Acevedo, 2018), (Secretaría de Energía, 2015b).

¹⁷Mares, Marco. "Electricidad, Golpe Monopólico". *El Economista*. Feb 18 2020. Available at: <https://www.economista.com.mx/opinion/Electricidad-golpe-monopolico-20200218-0016.html> Accessed, Feb 2020

¹⁸RESOLUCIÓN Núm. RES/390/2017. "RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los términos para solicitar la autorización para la modificación o transferencia de permisos de generación de energía eléctrica o suministro eléctrico." DOF: 17/04/2017 Available at: https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5479929&fecha=17/04/2017 Accessed, Feb 2020.

Adicionalmente, al momento de escritura de este trabajo, se canceló la construcción de una línea de interconexión del Istmo de Tehuantepec que abastecería a la zona centro de electricidad proveniente de la zona sur, principalmente de medios renovables¹⁹. Esta cancelación representa un problema dada la ya de por sí restringida capacidad de transporte que posee el sistema de transmisión nacional. Asimismo, el diario reporta la posibilidad de que no toda la industria eléctrica renovable se vea afectada de manera similar, en tanto una parte importante de los paneles solares pueden ser instalados cerca de las zonas finales a donde abastecerán electricidad, en tanto para la industria eólica, las zonas de viento necesario y constante son más específicas, y en el caso de la zona sureste del país, sí se requiere de la línea de transmisión del Istmo de Tehuantepec para conectar con los centros de carga de mayor uso en el centro y en el bajío del país²⁰.

Las subastas fueron suspendidas temporalmente en el 2019; recientemente, la suspensión pasó a ser definitiva, (CENACE, 2019). Asimismo, se argumentó que la suspensión de las subastas tenía como finalidad establecer mecanismos complementarios al sector energético. En particular, el que desaparezcan los mercados de largo y mediano plazo, no necesariamente significa el fin del mercado eléctrico Mexicano pues otros mercados eléctricos, como ERCOT, funcionan de esta manera, como *Energy-Only Markets* en donde no existen subastas de largo plazo, la diferencia del MEM con ERCOT es que al menos en el caso de Texas, la administración estatal ha cambiado de partido político y esto no ha traído como consecuencia el cambio en las reglas de operación del mercado, por lo que los inversionistas tienen cierta confianza en que sus inversiones no serán alteradas por una política errática. Adicionalmente, existe amplia capacidad de transmisión, lo cual elimina la preocupación de los inversionistas respecto a la congestión.

Sin embargo, aún con un mecanismo netamente de mercado, como el que existe en ERCOT, en donde oferta y demanda determinan el precio, el cual en principio debe de crear las señales adecuadas a los inversionistas para fomentar la inversión, este último punto no siempre se ha materializado. De acuerdo con (Newell et al., 2012) a lo largo del periodo 2012-2014 se cancelaron una cantidad importante de nuevos proyectos de generación, a la vez que los generadores viejos salen del mercado. La consecuencia es que los márgenes de reserva cayeron al 9% muy por debajo del 15% recomendable, y se espera que estos continúen cayendo. Para aportar incentivos a la inversión, se ha permitido que a los generadores se les pague el tope máximo bajo una cantidad mayor de circunstancias. Aunado a lo anterior, en una serie de entrevistas, los generadores afirmaron que algunas de sus mayores preocupaciones radican en la inexistencia de certidumbre a largo plazo dado que no existe contratos de compra de largo plazo (PPAs), los cuales son de hecho, los

¹⁹Cullell, Jon. "La Política Energética de López Obrador Provoca Incertidumbre en el Sector de las Renovables". *El País, Economía*. Feb 11, 2019.

Available at: <https://elpais.com/economia/2019/02/06/actualidad/1549483132583163.html> Accessed, Jan 2020

²⁰Cullell, Jon. "México se Aleja del Acuerdo de París tras dar Varios Volantazos a su Política Energética". *El País, Economía*. Nov 17, 2019.

Available at: <https://elpais.com/economia/2019/11/15/actualidad/1573831843268125.html> accessed: Jan 2020

que se otorgarían bajo el esquema de subastas en México. En conclusión se asevera que en un mercado Energy-Only es difícil sostener los flujos de inversión en nueva capacidad aún en jurisdicciones relativamente estables, como ERCOT. Si a esto se le suma inestabilidad política, incertidumbre jurídica y el cambio de reglas de mercado, como ocurre en México, se puede inferir que la inversión privada podría buscar otras alternativas; si la CFE no cubre este faltante, lo anterior redundará en no tener la capacidad de satisfacer la demanda.

4.1.4 Modificaciones a los Certificados de Energías Limpias (CEL).

Inicialmente, la Reforma Energética estipuló que solo las centrales creadas a partir del 11 de agosto del 2014 serían acreedoras a recibir CELs. Sin embargo, el lunes 28 de octubre del 2019 se publica en el Diario Oficial de la Federación el acuerdo mediante el cual se modifican los lineamientos para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias (CEL). La modificación es referente a las fracciones I y II del numeral 4, el primer párrafo estipula que tendrán derecho a recibir CEL por un período de hasta veinte años los Generadores Limpios cuyas centrales generadoras cumplan con lo siguiente, (Secretaría de Energía, 2019a):

1. Las Centrales Eléctricas Limpias que hayan entrado en operación con posterioridad al 11 de agosto de 2014.
2. Las Centrales Eléctricas Legadas, previstas en la Ley de la Industria Eléctrica que generen energía eléctrica a partir de fuentes de Energías Limpias.

La modificación parece ser minúscula pero tiene implicaciones muy importantes para el mercado de energías limpias. Para comenzar, la Comisión Federal de Electricidad, como centro de carga, tiene la obligación de comprar CELs y tenía ya un adeudo importante por satisfacer. Nótese que son dos hechos los que al parecer vienen juntos: la expedición arbitraria de CELs y la cancelación de las subastas de mediano y largo plazo. Estos hechos están relacionados pues es en las subastas de largo plazo donde se podían comprar CELs y Potencia, sin estas subastas, nadie, incluyendo a la CFE, puede acceder a estos instrumentos y por ende, simplemente no hay forma de adquirir CELs sin modificar las condiciones de mercado que fueron establecidas desde un inicio en la Reforma Energética, esta modificación claramente es permitir que centrales de la CFE previas al establecimiento de la reforma puedan recibir CELs.

Ahora, no todo fue culpa de la CFE, pues la CRE no asignó certificados suficientes ya que al 2017, solo existía la cantidad necesaria para satisfacer el 66% de la demanda de la CFE, de donde, se tuvo que comenzar a flexibilizar los términos bajo los cuales se adquieren estos (otorgando la concesión para que la CFE los adquiriera posteriormente, aunque esta concesión no ha sido explícita ni oficial), y por supuesto, las multas tuvieron que ser pospuestas²¹. Si hubiera subastas, tal vez la CFE estaría en condiciones de comprar

²¹Aguilar, Eduardo. "CFE, ¿sin CELs Suficientes por Tercer Año Consecutivo?". *El CEO*. Dec 2, 2019.

los CELs que necesita por un costo considerable. De lo anterior, la cuestión es evaluar si se cancelaron las subastas expresamente con el propósito de que no haya suficientes CELs en el mercado, lo que llevaría a los reguladores a aprobar otra solución, que es el permitir que la CFE emita CELs por sus centrales previas a la reforma, coincidentemente, por una cantidad similar a la que necesita para satisfacer su déficit.

Al permitir que la CFE emita más CELs, 60 de sus centrales hidroeléctricas, y la de generación nuclear que fueron construidas o modificadas justamente antes del 2014, son ahora acreedoras a una cantidad de CELs casi tan grande como la que adeuda, de donde, la empresa ha saldado casi todo su déficit con CELs creados de la nada. Un CEL equivale a 1 MWh y en principio, la CFE está emitiendo en principio 63 millones del CELs, que es casi cuatro veces los que hay en el mercado. Como habrá más CELs en el mercado, el precio de cada uno tendería a bajar. Los generadores de energías renovables están sumamente molestos por esta modificación, ya que es por medio de los CELs que los generadores recuperan la mayor parte de sus costos fijos y obtienen ganancias²². Por ende, el que exista una cantidad adicional no contemplada en el mercado de CELs implica que las ganancias estimadas previamente no serán las reales, sino que serán menores. Sin embargo, aún con este cambio el mercado es tan grande y tan redituable que incluso sin subastas y sin CELs sigue teniendo cierto nivel de atracción para los inversionistas²³.

Esta modificación manda una señal de desconfianza a los inversionistas, en tanto lo que están diciendo es que las reglas no son claras y que éstas serán modificadas tanto como la CFE lo requiera para su beneficio, no para beneficio del mercado, y esto provoca incertidumbre jurídica, lo que podría ocasionar que no se realicen nuevas inversiones, y esto pondría en riesgo el cumplimiento de las metas de energías limpias²⁴. En parte, lo anterior se debe a que la modificación no pasó por medio de una consulta pública y tampoco se presentó un documento independiente donde se estimara el impacto económico y regulatorio, lo más cercano que se hizo fue un comentario de la Secretaria de Energía, Rocío Nahle, en el cual asevera que ella cree que no se empeoran las condiciones de competencia, sino que, a su juicio mejoran. Asimismo, la SENER argumenta que esta modificación tiene la finalidad de poner a la CFE en igualdad de condiciones de competencia²⁵.

Si se hubiera concretado esta modificación peligrarían cerca de 9 mil millones de dólares en inversiones

Available at: <https://elceo.com/negocios/cfe-sin-cels-suficientes-por-tercer-ano-consecutivo/> Accessed, Jan 2020

²²La otra parte de la compensación a los generadores viene del diferencial del precio marginal ofertado, que como se trata de energías limpias, tiende a ser bajo, así como el precio de mercado

²³Cullell, Jon. "México se Aleja del Acuerdo de París tras dar Varios Volantazos a su Política Energética". *El País, Economía*. Nov 17, 2019.

Available at: <https://elpais.com/economia/2019/11/15/actualidad/1573831843268125.html> Accessed, Jan 2020

²⁴*Ibid*

²⁵Mariano, Efrain. "SENER Publica Nuevas Normas para Certificadis de Energías Limpias". *Energy & Commerce*. Oct 28, 2019.

Available at: <https://energyandcommerce.com.mx/sener-publica-nuevas-normas-para-certificados-de-energias-limpias/> Accessed, Dec 2019.

potenciales en energías limpias, de acuerdo con el Consejo Coordinador Empresarial²⁶. Los generadores privados amenazaron con acudir a instancias legales nacionales e internacionales con la finalidad de proteger sus inversiones. No se dio un motivo contundente para realizar esta modificación legal salvo el de poner en mejores condiciones de competencia a la CFE y el de una supuesta "especulación comercial", la cual ha:

"derivado en de la especulación comercial de los Certificados de Energías Limpias, se han generado incrementos en el precio de la energía eléctrica producida por Energías Limpias y como consecuencia se ha generado un aumento en las tarifas eléctricas que afecta la economía de los usuarios finales, principalmente aquellos de tipo doméstico, lo que impacta de manera directa en el poder adquisitivo del salario de las familias mexicanas, principalmente aquellas de escasos recursos.", (Secretaría de Energía, 2019a).

Sin embargo, los generadores han argumentado que no hay sustento a la anterior afirmación de la SENER ya que la electricidad aportada por privados para CFE fue 63% más barata, incluyendo CELs, que la energía que la CFE compra en el mercado. Este precio no podría ser posible si se cambian las reglas a las que propone la SENER, argumentan²⁷. La CFE, por su parte, contra argumentó que el que se le permita a la CFE emitir CELs en las centrales antes mencionadas da la posibilidad de tener precios más bajos, lo cual puede ser cierto en el corto plazo, pero no en el largo plazo pues de otra forma, la CFE tendría que pagar las multas por no comprar CELs o, de haber más subastas, comprar la cantidad de títulos que adeuda, y el costo de hacer ésto tendría que recaer en el usuario final.

Adicionalmente, al crear incertidumbre en el mercado, la CFE ahuyenta los generadores de energías limpias en el largo plazo, por ende, a futuro, el precio de la energía será cuanto menos igual de alto, este precio no se reducirá ya que no habrá inversión en energías limpias las cuales son sustancialmente más baratas que las de combustibles fósiles. Adicionalmente, la CFE comentó que la industria eléctrica no tendrá de que preocuparse por la pérdida de valor de los CEL siendo que habrá más CEL en el mercado (los que se otorgaron a la CFE), mencionaron que el valor se preservará dado que la CFE no tiene pensado introducir los nuevos CEL en el mercado²⁸ (es decir, solo quieren evitar ser multados por no adquirirlos y evitar el costo de adquirirlos). Este razonamiento está equivocado dado que los participantes del mercado han perdido la confianza en el MEM, en sus reguladores, y todavía más importante, los participantes contaban con el ingreso que les generaría la venta de sus CELs el cual no llegará pues la CFE ya no tiene la obligación de comprarlos.

²⁶Energía a Debate. "En Riesgo 9 Mil Millones de Dls por Modificaciones a CEL: CCE". *Energía a Debate*. Oct 29, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/regulacion/en-riesgo-9-mil-millones-de-dls-por-modificaciones-a-cel-cce/> Accessed, Dec 2019.

²⁷Solís, Arturo. "Industria Privada Choca con la 4T por Regulación de Energías Limpias". *Forbes*. Oct 30, 2019. Available at: <https://www.forbes.com.mx/industria-privada-choca-con-la-4t-por-regulacion-de-energias-limpias/> Accessed, Dec 2019.

²⁸Energía a Debate. "Con los CEL de la CFE, Tarifas Eléctricas Bajas: M. Bartlett". *Energía a Debate*. Nov 11, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/con-los-cel-de-la-cfe-tarifas-electricas-bajas-m-bartlett/> Accessed, Dec 2019

Una cantidad importante de las empresas de energías renovables que se vieron afectadas solicitaron 19 juicios de amparo argumentando pues las modificaciones "violentan los derechos ambientales" y "destruyen el valor de activos que ya operan". Mientras tanto, el Poder Judicial de la Federación decidió mantener sin efectos las modificaciones a los lineamientos en términos generales pues resolvieron que estas modificaciones causarían daños irreversibles a la industria. Asimismo, Jueces a lo largo del país extendieron la suspensión entre las empresas que se ampararon²⁹. Esto representa un pequeño triunfo, más no la victoria en su conjunto pues hay que esperar otras posibles formas en las cuales tanto la CFE como el resto de los órganos reguladores puedan afectar el funcionamiento competitivo del mercado eléctrico. Adicionalmente, falta el fallo definitivo de los amparos, y aún si este es a favor de los generadores privados, no es un triunfo completo, pues lo que se gana es que a la CFE no se le asignan los CEL de sus plantas establecidas antes del 2014, pero esto no obliga totalmente a la CFE a adquirir CELs por el monto que debe, dado que se le otorgó un permiso para no adquirirlos momentáneamente por la supuesta escasez de los mismos, y como ya no hay subastas a largo o mediano plazo, no hay medios para adquirir nuevos certificados. Al no haber un comprador tan grande como la CFE, se hace menos redituable el invertir en energías limpias.

Como se pudo apreciar, el argumento para darle la facultad a la CFE de tener más CELs por las plantas mencionadas es escaso en datos verídicos por parte de la SENER, más parece tener un tinte ideológico que lógico y competitivo. Por otro lado, el que no se haya concretado el cambio de términos en los CEL, no necesariamente quiere decir que los reguladores o la CFE evitarán realizar otros intentos para modificar el mercado eléctrico a su favor.

4.1.5 Modificaciones a las Condiciones Transmisión.

De acuerdo con el Financial Times existe una posibilidad de que la política energética busque incrementar los costos de transmisión para ciertos participantes con el propósito de limitar la participación de los generadores privados en México³⁰. Dado que los participantes del MEM ya habían realizado planes y estimado sus ingresos con un costo de transmisión específico, el que este se modifique cambia los márgenes de ganancia que los inversores habían estipulado y podría ocasionar que algunos proyectos no resulten factibles.

De implementarse esta medida, restringiría la cantidad de energía renovable en el sistema pues a menudo, en el caso de la energía eólica, esta ha de llevarse a los principales centros de carga (el grueso ubicados en el centro-bajío del país) desde lugares distantes. Específicamente, afectaría directamente a cerca del 12%

²⁹García, Karol. "Jueces Extienden a todo el País Suspensión a Cambios en Certificados de Energía Limpia". *El Economista*. Dec 19, 2019.

Available at: <https://www.economista.com.mx/empresas/Jueces-extienden-a-todo-el-pais-suspension-a-cambios-en-certificados-de-energia-limpia-20191212-0019.html> Accessed, Jan 2020

³⁰Webber, Jude. "Mexico Plans Crackdown on Private Electricity Market". *Financial Times*. Dec 21, 2019.

Available at: <https://www.ft.com/content/c7e4d878-21f4-11ea-b8a1-584213ee7b2b> Accessed, Dec 2019.

de las empresas participantes (renovables), sin embargo, en realidad acabaría afectando a la totalidad de los generadores privados. Por otro lado, se debe recordar que la Ley de Transición Energética estipula los porcentajes de energías limpias los cuales debe de llegar a un 35% para el año 2024 y en un 50% para el 2050, (Presidencia de la República, 2015), de donde, este cambio podría complicar las metas de energías limpias.

Si se consolida este incremento de costos de transmisión, le daría una posición muy privilegiada a la CFE pues esta sería la única que tiene toda libertad de generación a costos preferenciales de la red de transmisión nacional. Según considera el Director Bartlett, los generadores privados pagan una tarifa muy baja por concepto de transmisión (porteo), situación que considera como un subsidio y buscará modificar.

Otra condición que igualmente esta relacionada con la transmisión tiene que ver no con el incrementar el precio de porteo, sino con el dejar de construir la infraestructura necesaria para que la energía que principalmente proviene de fuentes renovables, no llegue del sitio de generación a los centros de carga. Como ya se mencionó, el principal ejemplo de este escenario es la detención y potencial cancelación total de la línea de transmisión del Istmo de Tehuantepec. Este hecho, si bien es aislado, sienta el precedente para que otras posibles líneas de transmisión que tiendan a beneficiar a los sitios donde se asentarían generadores privados renovables no sean construidas, (de Gobernación, 2019).

4.1.6 Incremento a los Costos de Generación

Tanto la cancelación de las subastas, como el reacondicionamiento de centrales viejas de Carbón, Combustóleo u otras fuentes sucias tienen como consecuencia una generación eléctrica poco eficiente que resulta en un costo de hasta 85% más alto del costo más bajo que se ofreció en la tercera subasta. La siguiente tabla muestra los precios promedio de la CFE contra subastas y PIEs. Nótese que el precio que se muestra es el promedio, de tal forma que el promedio en la tercera subasta, por ejemplo, fue de USD \$20.6 MWh. Sin embargo, el precio mínimo en esta subasta fue de USD\$17.8MWh para generación eólica.

Generador	Costo de generación de las plantas de la CFE y precio promedio de las subastas eléctricas USD MWh
CFE	\$141.2
PIEs	\$68.9
Subasta 1	\$47.7
Subasta 2	\$33.4
Subasta 3	\$20.6

Fuente: El Diario. "Resulta Hasta 85% más Barata la Luz a IP". *El Diario*. Dec 23, 2019. Tomado de Diario Reforma con información de CRE.

Si se piensa en el esquema de libre mercado en subastas como lo más cercano a competencia perfecta, y aquel de un repotenciamiento arbitrario de la CFE como aquel de oligopolio (con un participante dominante), entonces se podría insinuar que Competencia Perfecta son hasta 85% más bajos que los de Oligopolio. No solo esto, sino que, si se viera de la perspectiva de cuántas veces cabe el costo de generación promedio de los privados en el costo de generación de la CFE se tiene que cabe 6.85 veces o bien, el costo de generación de la CFE es 600% más alto que el de los privados. Esto tiene diferentes consecuencias. Para comenzar, si el consumidor final sigue manejando un sistema de tarifas, podría ocurrir que la CFE afronte pérdidas por generación y consecuentemente sea el estado, por medio de inyecciones de capital posiblemente en forma de subsidios, quien tenga que estar financiando este faltante. Por otro lado, si el estado se viera en un escenario de contracción económica, entonces posiblemente no tendría los recursos para hacer frente a estas pérdidas, de donde, posiblemente deban de pasar el costo adicional al consumidor final o a una sección diferenciada de ellos³¹.

Adicionalmente, el supuesto pliego petitorio de la CFE, en el cual se requiere la participación de la CRE para modificar las tarifas que pagan los usuarios de tal forma que aun si la CFE llegara a incurrir en menores costos, la tarifa será estable. Es decir, un aumento en la eficiencia de la empresa, supuesto es que la CFE alguna vez llega a ser eficiente, no va a redundar en una mejora neta para el consumidor en términos de la tarifa que paga, lo cual refuerza la hipótesis de que el sector eléctrico podría llegar a tener una estructura de oligopolio con un participante dominante³².

³¹por ejemplo, podrían intentar cargar un precio mayor por actividad económica, tal vez la manufactura pague un precio mayor que los servicios o viceversa

³²Energía a Debate. "Pliego Petitorio de CFE Cambiará el Sector Eléctrico". *Energía a Debate*. Dec 24, 2019. Note: la liga al Pliego Petitorio esta en este artículo y la referencia en específico está la página 17. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/pliego-petitorio-de-cfe-cambiara-el-sector-electrico/> Accessed, Jan 2020.

El hecho de que la CFE genere con un costo de hasta un 85% mayor que la iniciativa privada, junto con las afectaciones al mercado de los CELs, el potencial incremento de los costos de transmisión nos llevan a aseverar que, si tomamos el precio de la tercera subasta como lo más cercano que ha habido a competencia perfecta, y no es extremo hacer este supuesto dado que en su momento, fue el precio más bajo a nivel mundial, entonces estaríamos hablando de que el mercado con las nuevas modificaciones del gobierno federal antes mencionadas tiene costos cercanos al doble de lo que sería en competencia perfecta:

$$P = 2CMg$$

Por otro lado, una segunda razón para argumentar que el precio sea el doble del costo marginal está relacionada con la curva de oferta. La siguiente imagen muestra una curva de oferta estándar en el sector eléctrico. A pesar de que esta es diferente dependiendo de si se trata de un día entre semana o de fin de semana, o bien, es diferente de acuerdo a la estación del año, lo que no cambia es la estructura y la forma parabólica de la misma, lo que cambia es qué tan amplia y qué tan acentuada es la curva. Esto nos lleva a hacer el supuesto de una curva típica puede ser representada mediante la ecuación de una parábola.

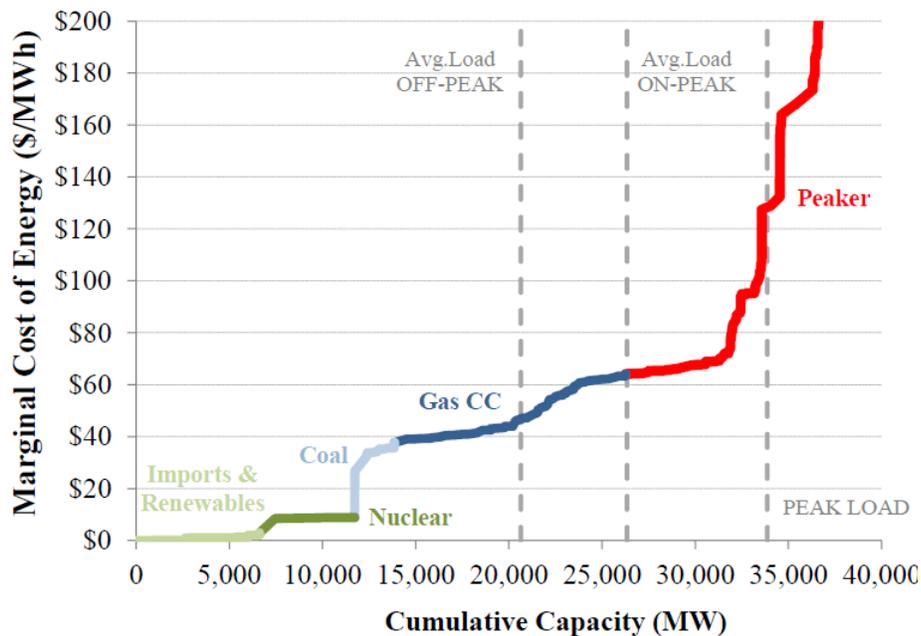


Figure 4.1: Curva de Oferta

Fuente: Solar Energy Industrial Association, "Potential Impact of PV on Electricity Markets in Texas". SEIA. June 19, 2012.

Available at: <https://www.seia.org/research-resources/potential-impact-solar-pv-electricity-markets-texas> Accessed, Nov 2019

De hecho, al menos para el caso Mexicano para el momento en que se realizó este trabajo, la curva tiene una figura más semejante al de la Figura 4.2

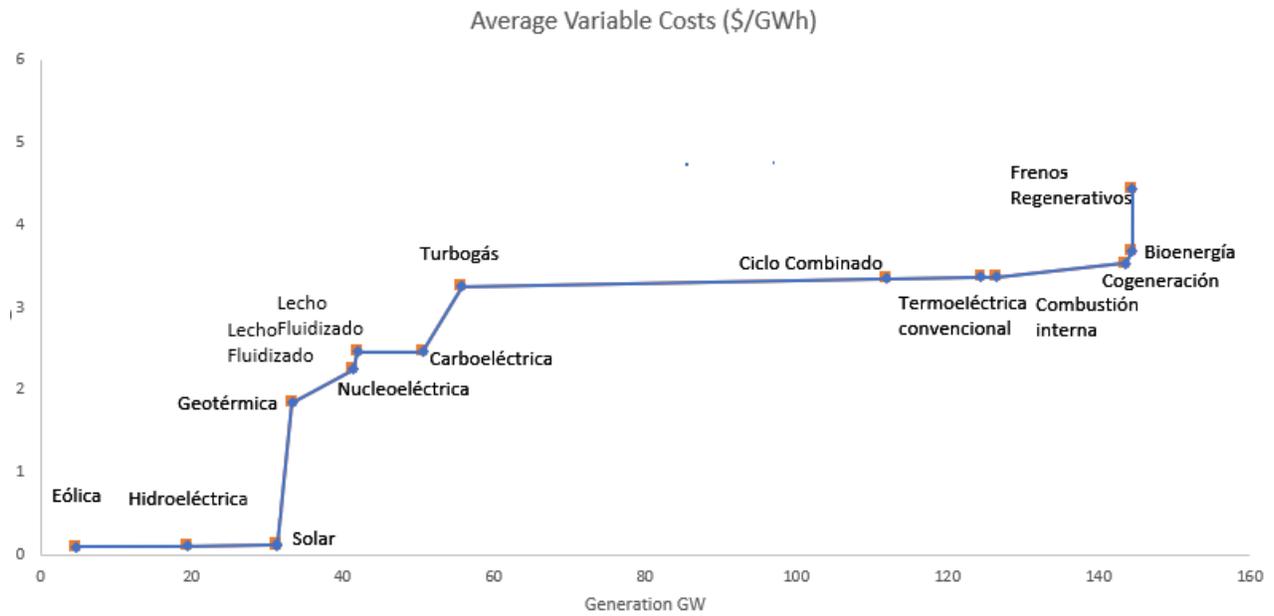


Figure 4.2: Costos Promedio Variables Intradía.

El hacer este supuesto ayuda a realizar el calculo de precio, pues si los costos están dados mediante $y = x^2$, siendo x la cantidad de electricidad producida, entonces el siguiente paso es calcular el Costo Total de Generación:

$$TC = cx^2$$

De donde, el beneficio está dado por:

$$\Pi = px - cx^2$$

en donde p es el precio unitario y c es el costo unitario de producción. De aquí, se puede calcular el Beneficio Marginal,

$$\frac{\Pi}{dx} = p - 2cx$$

Igualando a cero y despejando, se encuentra la condición que representa a este mercado:

$$\frac{\Pi}{dx} = p - 2cx = 0; p = 2cx$$

es decir,

$$P = 2 * Cmg$$

Este va a ser un supuesto fundamental en la simulación de la matriz de generación que se presentará en el capítulo final. El incremento de los costos de generación consecuencia de la nueva política energética, la cual se está consolidando con la denominada contrarreforma energética también trae consigo una concentración de mercado la cual, ya era muy aguda. La siguiente sección versa brevemente al respecto.

4.1.7 Indicadores de Concentración de Mercado.

Parte del interés de este proyecto es conocer qué tanto se aleja la estructura de mercado en su situación actual respecto de una en competencia perfecta, es decir, nos interesa saber qué tan concentrada está la industria y qué tanto lo podría estar de aprobarse la nueva reforma energética. Los indicadores que se trabajarán son el Índice de Herfindahl-Hirschman y el Cociente de Concentración. Ambas son medidas comúnmente utilizadas tanto en las cortes internacionales para aportar evidencia de concentración, como en el mundo académico, estos indicadores se definen de la siguiente forma:

De acuerdo con (Rhoaders, 1993), el HHI fue desarrollado independientemente por los economistas A. Hirschman en 1945 y por O. Herfindahl en 1950. Se define de una forma bastante simple:

$$HHI = \sum_{i=1}^n (MS_i)^2$$

donde:

MS_i = Porción de mercado de la empresa i .

En teoría, un mercado en competencia tendría un HHI menor de 1500, uno de concentración mediana tendría HHI entre 1501 - 2500, y tienen concentración grande si el índice es mayor o igual a 2501³³. Por otro lado, el cociente de concentración no es más que la porción de mercado de las n-empresas más grandes. Es común, a manera de regla de dedo, tomar las 5 empresas más grandes³⁴ (Ukav, 2017), que de hecho, es la regla que se tomará para este trabajo.

A continuación se presentan las empresas más grandes del sector eléctrico así como las porciones de mercado que representan. Por mucho, la empresa más grande del mercado es la Comisión Federal de Electricidad, seguida por Iberdrola, Mitsu, Saavi y Naturgy. Vale la pena notar que la diferencia entre la porción de mercado de la CFE y cualquiera del resto, es totalmente abismal, como lo muestra la Tabla 4.1.

El Índice de Herfindal para esta industria es de 3423.505, lo que representa una industria sumamente concentrada. Por otro lado, se calculó el cociente de concentración de mercado para las 5 empresas de mayor

³³Department of Justice. "Horizontal Merger Guidelines (08/19/2010)". *The U.S. Department of Justice*, August 19, 2010. Available at: <https://www.justice.gov/atr/horizontal-merger-guidelines-081920105c> Accessed: Oct, 2020.

³⁴Kenton, Will. "Concentration Ratio". *Investopedia*. Sep 6, 2020. Available at: <https://www.investopedia.com/> Accessed, Oct, 2020

Empresa	Porcentaje de Mercado
CFE	56
Iberdrola	13.19
Mitsu	5.7744097
SAAVI	5.485078
Naturgy	5.284021
Mitsubishi	2.094341
Ienova	2.094341
EVM	1.98
Techgen	1.88
Fisterra	1.130944
Otros	5

Table 4.1: Partición de mercado entre participantes públicos y privados, 2020.

tamaño, dando como resultado un 85.75%. Dicho valor, es claramente mayor que 50, lo cual categoriza la industria al menos como oligopolio, y está peligrosamente cercano a 100, lo que incluso podría interpretarse como semi-monopolio. De hecho, aún si se hubiera calculado el cociente de las 4 empresas más grandes (menos que esa cantidad de empresas no suele ser representativo) de un total de 81.15%, lo cual muestra una industria claramente concentrada. Más aún, si se toma el cociente de una sola empresa, la más grande que en este caso es la CFE, acumula una cantidad mayor al 50%, de donde, simplemente esta industria no puede ser considerada de otra forma más que como una con una concentración de mercado muy grande.

Si se aprueba la reforma energética del presidente López Obrador, se le dará aún más poder de mercado a la CFE pues la asignación basada en mérito desaparecería por una en donde las centrales que son propiedad de la CFE serían despachadas primero. Asimismo, dicha reforma desincentivaría el despacho de renovables pues estas pasan casi al final de la fila. Lo anterior nos indica que si ya ambos coeficientes aluden a un mercado fuertemente concentrado en el momento actual, de aprobarse la nueva reforma energética, la tendencia sería hacia el monopolio.

A continuación se presenta nuestra visión acerca de los cambios que han ocurrido en los órganos reguladores del estado en esta industria.

4.1.8 Eliminación de la Independencia de Órganos Reguladores

Es importante notar que para fortalecer a la CFE se necesita poder influir sobre los reguladores de mercado como la Comisión Reguladora de Energía (CRE), el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) y la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), y la Comisión Federal de Competencia Económica (COFECE). El intento de influir en instituciones autónomas no es aislado y ha venido a afectar varios organismos, no solo en los relacionados con el sector energético.

Para la CRE, se eligió a Leopoldo Vicente Melchi, quien al parecer tiene relación con la actual Secretaria de Energía, Rocío Nahle³⁵. De hecho, todos los candidatos que se propusieron para el cargo tenían dos características en común, falta de experiencia en el sector energético, y en ocasiones, conocimientos mínimos o nulos en el tema³⁶. Por otro lado, el grueso de los candidatos eran cercanos a los funcionarios de diversas entidades de la administración federal leales al presidente en curso, lo cual pone en cuestión la independencia ideológica que adquirirán estos organismos así como su espíritu crítico, el cual es sustancial y necesario en la construcción de cualquier democracia.

Continuando con los cambios, en la Comisión de Energía de la Cámara de Diputados se encuentra Manuel Rodríguez González, quien pertenece a MORENA, el partido político al que pertenece el presidente de la república. Por otro lado, en el Senado de la República se encuentra Armando Guadiana Tijerina, también del partido MORENA y arduo defensor de las políticas del presidente. En la Comisión Nacional de Hidrocarburos a Rogelio Hernández Cázares, ligado al partido MORENA. En síntesis, no se habla de una modificación de la normatividad de los organismos antes mencionados, sino de intentar colocar a gente clave, leal a una ideología o persona en los puestos importantes de los organismos autónomos. Esto es posible dado que es el presidente quien tiene la capacidad de sugerir a diversos miembros de los organismos aunque, cabe mencionar que, es común que estas personas deban pasar por el escrutinio de la comisión respectiva en el Senado de la República³⁷, pero aún así, la posibilidad de que personas no independientes en términos de lealtad o ideología se escabullan en instituciones autónomas de la forma antes mencionada.

Otro ejemplo de la hipótesis antes mencionada lo fue la primera sesión del comisionado Alberto Celestinos, quien manifestó su interés de fortalecer a las empresas del estado (PEMEX y CFE) y apoyo a la refinería de Dos Bocas, los cuales son proyectos políticos esenciales para la administración presidencial que comenzó en el 2018³⁸. Así, se debe de mencionar que estos proyectos no necesariamente constituyen infraestructura clave, sino que tienden a constituir proyectos grandes y visibles que legitiman la percepción de que se está haciendo algo en este sexenio, y sin embargo, los proyectos que sí son esenciales pero que no son tan llamativos, como hospitales, clínicas en zonas marginadas, escuelas en zonas rurales, etc., han pasado a un completo segundo plano. Cabe mencionar que el carácter de la CRE debe de ser imparcial y autónomo, de donde llama la atención que el comisionado se decante a favor de estos proyectos clave de la administración del presidente López Obrador, sin mencionar que el mandatario ha caracterizado al comisionado como el "mejor

³⁵Arana, Laura. "Cercano a Nahle Obtiene la Presidencia de la CRE". *Contra Réplica*. Oct 18, 2019. Available at: <https://www.pressreader.com/mexico/contrareplica/20191018/281689731584357> Accessed, Jan 2020

³⁶Sigler, Édgar. "AMLO Designa Comisionados Sin Experiencia para la CRE:¿por qué importa?" *Expansión*. Apr 4, 2019. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2019/04/04/amlo-envia-nombramientos-para-la-cre-por-que-importa-su-eleccion> Accessed, Jan 2020.

³⁷Energía Hoy. "4 Nuevos Comisionados en la CRE, el Sello de AMLO". *Energía Hoy*. Jun 3, 2019. Available at: <https://energiahoy.com/2019/06/03/24769/> Accessed, Oct 2019

³⁸Sigler, Édgar."El Ocaso de los Reguladores Energéticos da Vía Libre a Pemex y CFE." *Expansión*. Nov 27, 2019. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2019/11/27/el-ocaso-de-los-reguladores-energeticos-da-via-libre-a-pemex-y-cfe> Accessed, Jan 2020.

refinador de México” (*Ibidem.*), lo cual, pone en cuestión la imparcialidad del mismo, así como también pone en cuestión la voluntad de mantener condiciones competitivas para los participantes, como por ejemplo, el denominado piso parejo tanto para el generador público como para los privados. Acontecimientos similares han ocurrido en otras instancias autónomas como la Comisión Nacional de Hidrocarburos³⁹.

4.1.9 Límites a Renovables, No Almacenamiento de Energía

De acuerdo con el supuesto Pliego Petitorio que realiza la Comisión Federal de Electricidad⁴⁰, se encomienda a la CFE y al CENACE realizar estudios para establecer la capacidad límite de energía renovable intermitente que no represente riesgo para la confiabilidad del sistema. Esto puede parecer una labor razonable y necesaria. Sin embargo, lo que no se está diciendo y posiblemente está implícito es que desea estimar el límite máximo de energías renovables sin modificar sustancialmente el sistema eléctrico actual, es decir, van a realizar la estimación sin planear inversión en almacenamiento o en un incremento de capacidad de transmisión adicional al que ya se tenía planeado, pues de realizarse este tipo de inversiones, el sistema tendría mucha más flexibilidad y por tanto, la capacidad de generación renovable sería más grande. Se reitera entonces, que la cantidad límite que quiere estimar la CFE obedece más a razones ideológicas que de factibilidad técnica o económica.

Adicionalmente, el pliego también estipula la necesidad de detectar los proyectos de energías renovables que ya fueron aprobados pero no han iniciado operaciones con la finalidad de que estos sean detenidos hasta que los estudios hayan sido completados. De forma similar, se estipula la posibilidad de que la CFE participe en la labor de la Planeación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN). Lo que es todavía peor, la CFE parece tener una posición definitiva y necia en mantener generación convencional para hacer frente a la intermitencia de las renovables, a pesar de tener una importante cantidad de opciones para darle flexibilidad a la red (mismas que ya fueron expuestas), en particular, se ha hecho patente la intención de no invertir en tecnologías de almacenamiento⁴¹, pues estas no aparecen en el PRODESEN.

4.1.10 En suma.

Se ha intentado reducir la penetración de energía renovable al menos mediante las siguientes estrategias:

- Acotar la cantidad de permisos que se les dan a los generadores de renovables.

³⁹En adición otros órganos autónomos en otras áreas de gobierno han sido afectados de la forma antes descrita, éstos son Banco de México, Comisión Nacional de Derechos Humanos, Suprema Corte de Justicia, Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente, entre otros.

⁴⁰Energía a Debate. ”Pliego Petitorio”. *Energía a Debate*. Date unavailable. Available at: <https://www.energiaadebate.com/file/1381/index.pdf> Accessed, May 2020.

⁴¹Energía a Debate. ”CFE No Considera el Almacenamiento para Abatir Intermitencia”. *Energía a Debate*. Nov 15, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/cfe-no-considera-el-almacenamiento-para-abatir-intermitencia/> Accessed, Jan 2020

- Incrementar el costo de transmisión.
- Limitar la capacidad de transmisión desde los lugares donde mejor se puede generar con renovables.
- No invertir almacenamiento.

Lo anterior se ha hecho con la finalidad de darle poder de mercado a la CFE, de tal manera que esta tenga una posición privilegiada en la participación de mercado sin que la empresa realice substanciales nuevas inversiones, y sin que esta tenga que modernizarse o eficientarse, lo cual, como se mencionó, puede ocasionar desinversión en la industria, incremento de costos de generación, y una potencial intermitencia ante la incapacidad de poder satisfacer la demanda futura sin muchas nuevas centrales generadoras, consecuencia de la desinversión.

Por último, no estamos en contra de una política nacionalista energética, sin embargo, la forma en como se está realizando puede redundar en generación mediante energías sucias, apagones y variaciones en regulación de voltaje. De esta forma, lo que recomendamos para llevar a cabo una política nacionalista no es favorecer las condiciones para la empresa estatal, sino fortalecer las instituciones reguladoras y planificadoras que en el pasado, fallaron en cumplir sus deberes, otorgando contratos de forma corrupta y manejando pésimamente las empresas del estado. Asimismo, en vez de darle preferencia en el mercado a la CFE, lo que se sugiere hacer es invertir en mejores tecnologías de generación / almacenamiento y en eficientar sus procesos, de tal forma que la empresa sea competitiva contra sus pares privados y así, el costo de generación tienda a reducirse.

4.2 Antecedentes Teóricos

Dados los antecedentes empíricos, la siguiente sección aborda el mercado eléctrico desde dos perspectivas: una donde la competencia es en oligopolio, en donde la CFE compite con otros conglomerados grandes pero permanece la reforma eléctrica, y un segundo escenario, en donde los intentos de reposicionar a la CFE fallan y se opta por una contrareforma eléctrica donde la CFE es un competidor dominante.

4.2.1 El Mercado Eléctrico Ideal en Competencia

A continuación se menciona como se espera que funcione el mercado eléctrico ideal bajo el supuesto de competencia perfecta:

En competencia perfecta, los generadores no pueden influir sobre el precio y producen tanto como les es posible, es decir, donde $P = CMg$. En el caso del sector eléctrico, esta cantidad podría ser un poco más alta, podría ser igual al $P = CMe$ con la finalidad de que recuperen al menos sus costos variables. En este

escenario ideal, tuvo que haber condiciones de confiabilidad y redituabilidad muy importantes del lado de los inversionistas para que exista una cantidad grande de competidores. El que la electricidad sea un producto homogéneo lo hace un bien sustituto, lo cual implica que los consumidores lo compran de aquel vendedor que lo venda más barato.

Con la finalidad de asignar un piso parejo entre los participantes, inicialmente se decidió que todos los participantes deben de tener el mismo acceso a la red, lo cual ayudará a eliminar barreras a la entrada. La formación de precios viene dada por el sistema de asignación basada en mérito, que como ya se mencionó, los participantes hacen ofertas basadas en costos sin restringir la capacidad. De esa forma, en cada nodo (locación) se asigna el precio a todo el bloque utilizando el precio de la última unidad en ser asignada. Como la red de transmisión y distribución está todavía en una etapa de desarrollo, existen componentes importantes de congestión y pérdidas que han de ser adicionados a los precios marginales locales.

Los participantes directos del MEM, tienen acceso a los sistemas de información de tiempo real, mediante los cuales se puede acceder al precio por bloques. Sin embargo, este precio no es el que van a pagar los consumidores finales y no está claro que estos, vayan a tener acceso al sistema de información de precios. Existe una cierta movilidad de los factores de producción para algunos tipo de generadores en tanto algunas plantas tienen una capacidad de rampa mayor que otras. Pero, algunas plantas no pueden variar su nivel de producción en lo más mínimo, así que de hecho, en este caso, no habría movilidad de factores.

4.2.2 Monopolio Natural y Mercado de Energía Eléctrica

Se define un Monopolio Natural como aquel que existe en un mercado cuando "una sola firma puede satisfacer ese mercado a un menor costo que cualquier combinación de dos o más firmas", (OECD, 2002). Este tipo de industrias tiene sentido cuando los costos de entrada son muy altos y en general, tienen curvas de costos marginales de largo plazo decrecientes, es decir, posee costos fijos muy altos en comparación con los costos variables. En tal caso, el alto costo fijo actúa como una barrera a la entrada de forma natural, así que solo hay lugar para que una firma aproveche las economías de escala.

La existencia de este tipo de industrias no se debe al acaparamiento del mercado por parte de conglomerados, sino por la naturaleza misma del sector, de tal forma que una empresa grande podría tener mayor acceso a financiamiento de tecnología más cara y eficiente que muchas empresas pequeñas, y esto se debe a que, a menudo, una empresa grande tiene mayores activos circulantes respecto a su pasivo circulante ⁴², lo cual es una medida de liquidez al momento de requerir préstamos.

⁴²No se incluyen inventarios pues en el sector eléctrico todavía no hay la tecnología a un costo razonable para almacenar electricidad

En un monopolio natural, la curva de Costo Marginal es decreciente, así, el costo por atender un cliente adicional es menor que el anterior, al menos durante un cierto periodo. Por consecuencia, la curva de costo promedio podría no interceptar a la de costo marginal o hacerlo a un precio muy bajo, donde la empresa no esta recuperando sus costos fijos, (Viscusi et al., 2018).

Claramente, una de las potenciales consecuencias de este tipo de industrias, es que este monopolista natural se comporte como un monopolista estricto sin importar si es público o privado, en donde habrá una pérdida de eficiencia y de peso muerto. Así que, un par de formas de fijar el precio son fijar precio donde se intersecte con la curva de Costo Promedio $Pm=CMe$ como lo muestra la Figura 4.3. Una segunda posibilidad es una tarifa en dos partes, mediante la cual hay un cargo fijo que compensa por la perdida incurrida si se produjera en $Pa=CMg$ más un cargo variable que es la diferencia de Pa hasta Pm , (Jehle and Reny, 2011).

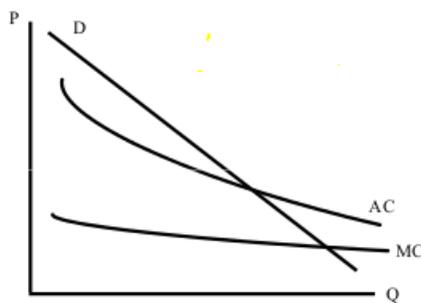


Figure 4.3: Costos en un Monopolio Natural

Un monopolio natural no puede sobrevivir con un precio igual al costo marginal pues esto representaría pérdidas, al cargar el costo medio puede evitar caer en este escenario. Sin embargo, esta no es la única opción. Al fijar el precio en el costo promedio, la empresa puede recuperar sus costos variables, más no los fijos, por ende, el monopolio afrontaría pérdidas en el largo plazo si no se le compensa de alguna forma. Estas compensaciones vienen como pagos extras, como por ejemplo, por establecer una cantidad de Potencia por adelantado.

Por otro lado, si la industria no es muy redituable por los altos costos y por la imposibilidad de hacer ofertas basadas en estrategias con precios y cantidades no fijas (*strategic-bidding*), podrían no existir muchos mecanismos de innovación, y tampoco habrá muchos incentivos para introducir plantas más eficientes, pues el hacerlo podría no necesariamente redundar en mayores beneficios para la firma. Se podría pensar que de hecho para el consumidor es mejor que se force a las firmas a ofertar toda su capacidad y su precio este basado en costos, pues en principio esto tendería a reducir el precio, pero en este escenario es el mismo que para el caso anterior, si la firma no tiene ganancias sustanciales, no tendrá incentivos para invertir en

tecnologías más eficientes, de esta forma, cada método de fijación de precios tiene pros y contras, hasta el momento ninguno es perfecto.

El grueso de los diseños de mercado busca la manera en que las firmas generadoras tengan los incentivos para innovar, sin embargo, esto no siempre es sencillo. En Estados Unidos, por ejemplo, varias Organizaciones No Gubernamentales en adición al regulador, la Comisión Federal Reguladora de Energía (*Federal Energy Regulatory Commission -FERC*), se encargan de vigilar muy de cerca que los generadores no cobren un precio muy alto si no hay razón para hacerlo.⁴³ Otra vez, podría parecer que esto es positivo para los usuarios finales, pues tanto gobierno como la sociedad colaboran en vigilar el correcto funcionamiento de mercado, pero esto no necesariamente lleva a los mejores resultados, pues la firma, al no tener los incentivos apropiados podría dejar de invertir en la tecnología menos contaminante y de menores costos. La situación anterior se acentúa más cuando se considera que en algunos países, dada la presión social, varios de los directivos y ejecutivos de las empresas generadoras son elegidos de entre la comunidad que sirven, de manera similar a como se hace en un partido político; en muchos casos, estas personas pueden optar por reelegirse, para lo cual necesitan el voto popular, y este lo obtienen ofreciendo el precio más bajo posible durante su gestión, no necesariamente ofrecer la mejor salida a largo plazo aunque de momento esta no necesariamente sea la mejor políticamente.

Otro ejemplo es en lo que se refiere a gastos en Investigación y Desarrollo. Como este rubro no corresponde totalmente a la actividad de generación, en algunos países este debe de ser justificado y aprobado previamente ante el regulador. Notablemente, en casi cualquier otra industria es muy natural incluir este tipo de gastos sin someterlo a escrutinio del regulador. Sin Investigación, podría existir una falta de innovación. Ante esta situación, en otros países lo que se hace es mandar una revisión de cobros *rate-case*, ante el regulador. Esta es una petición para poder cobrar un precio mayor al basado en costos, pero en ocasiones, la forma para evaluar esta revisión es ambigua. Por ejemplo, se les permite a las empresas cobrar más si poseen muchos activos, como generadores, oficinas, etc. y esto se hace porque son activos caros que usualmente obtienen a crédito y que deben de pagar. El punto es que algunas empresas adquieren más activos de los que necesitan con la finalidad de que se les permita cobrar más, por lo que es común ver una sobrecapitalización en estas empresas. En suma, el reto para los reguladores es establecer el precio correcto que les de ganancias a los generadores para seguir invirtiendo y haciendo más eficientes sus servicios, pero también su labor es la de monitorear estas firmas para evitar que incurran en alguna clase de falla de mercado, (Jablonowski, 2018).

⁴³Por ejemplo, podría haber razón de cobrar un alto precio cuando el precio del combustible fuese muy alto, o cuando exista una sobredemanda no pronosticada que obligue la entrada de plantas de pico, las cuales son muy costosas.

4.3 Escenario 1: Competencia Oligopólica Federal vs. Privada

De acuerdo con (Eesti-Energia et al., 2005), una forma de competir en el mercado oligopólico es mediante precio, se le denomina competencia Bertrand y asume que toda la energía se vende al mismo precio, tal cual como ocurre en el modelo de venta en pool; simplificando supuestos se puede llegar a que la electricidad se vende al costo marginal, lo cual quiere decir que se llega a competencia perfecta a pesar de que se haya iniciado en un caso de poder de mercado.

Otro escenario es el de competencia en cantidad, conocido como modelo de Cournot. Aquí, las empresas optimizan buscando la cantidad ante la cual, tomando en cuenta que todas buscan un valor máximo donde el mercado se vacía, llegarán a un punto donde ninguna empresa puede tener mejor rendimiento al emplear una estrategia diferente a la del equilibrio, es decir, el nivel de producto seleccionado es aquel que maximiza sus beneficios, (Vives, 1989).

Se puede apreciar que ninguno de los modelos anteriores puede representar el funcionamiento del mercado eléctrico mexicano, pues la propuesta de cada empresa involucra precio, cantidad y cantidad de CELs. Por ende, es necesario un método más robusto de evaluación de comportamiento de mercado. Una alternativa es la Función de Equilibrio de Oferta (Supply Function Equilibrium) el cual puede no ser factible pues requiere una función de oferta y costo dependiente del precio, (Holmberg and Newbery, 2009). Si tal función analítica no existe, se puede usar un enfoque llamado Subasta Unitaria Múltiple (Multiple Unit Auction) en la cual, se ofrecen diferentes cantidades de un bien homogéneo, energía eléctrica, y los participantes de la subasta, ofrecen pujas en precio y cantidad. Por otro lado, si bien admitimos que el enfoque Cournot-Bertrand no es del todo completo, sí es excesivamente ilustrativo y simple como para vislumbrar lo que podría ocurrir en el mercado.

4.3.1 Modelo de Cournot en el Sector Eléctrico.

Como se dijo anteriormente, en este caso la variable a tomar en cuenta en Cournot es cantidad (q). En este modelo, cada empresa toma su decisión de producción teniendo en cuenta lo que están produciendo el resto de las firmas, i.e. fija su producción de tal forma que maximice sus beneficios. Por su parte, (Adler et al., 2007) estudian el equilibrio de Nash en un mercado con poder de mercado y congestión. El problema está propuesto como Equilibrio Estocástico con Restricciones y bajo estas condiciones, encuentran que los agentes económicos tienen incentivo a manipular el mercado adicionando contratos forward los cuales incrementan el excedente social y reducen el precio Spot. Adicionalmente, (Willems, 2000) también muestra que modelos estilo Cournot no necesariamente capturan toda la información de un mercado eléctrico, a pesar de haber encontrado equilibrio de Nash.

Por su parte, (Borenstein et al., 1997) estudian el potencial de poder de mercado para el caso de New Jersey. No estudian todo el PJM, así que hacen una serie de supuestos para controlar el modelo. Utilizando la idea del modelo de Cournot encuentran que el sobreprecio crece rápidamente a niveles superiores a los 14,000 MW de demanda, de donde, el potencial incentivo para generar poder de mercado por parte de los participantes existe. Por otro lado, los autores mismos admiten que un análisis estilo Cournot es todavía muy hipotético tanto del lado de los costos como de la cantidad de estrategias en las que los posibles generadores pueden incurrir con la finalidad de maximizar su beneficio mediante poder de mercado. Nuevamente, se desea enfatizar que se utiliza como una expresión simple de mercado la cual suele ser muy útil, mas no completa.

En suma, en todos estos trabajos se encuentran incentivos para desviarse de la condición precio igual a costo marginal y lo hacen con la intención de manipular los precios de mercado para intentar incrementar su ingreso. Consecuentemente, existen todos los incentivos para desviarse de Competencia Perfecta hacia alguna forma de poder de mercado.

4.3.2 Supply Function Equilibrium.

Es una forma de modelar mediante la cual, la demanda es incierta y potencialmente inelástica. El comportamiento de los generadores se da por medio de la función de oferta y se adicionan restricciones de capacidad, como en el caso de Bertrand. En este marco, el equilibrio se encuentra entre el modelo de Bertrand en precios, y el de Cournot de cantidades. El modelo es uno de oligopolio, si las firmas fijan precio o cantidad, entonces la demanda residual no es constante y cada firma tiene entonces un conjunto de puntos maximizadores de beneficios. Si hubiera certeza en la demanda, entonces las firmas podrían ofertar a un nivel de precios superior a costo marginal, (Borenstein et al., 1997).

Dado que parte de la propuesta investiga la posibilidad de liberar el precio, los siguientes apartados versan acerca de las consecuencias teóricas de hacerlo. Esto se plantea mediante la versión simple Bertrand con Repeticiones, y la modificación con Demanda Estocástica.

4.3.3 Precio Fijo, Cantidad Variable = Bertrand

En un modelo Bertrand, las empresas pueden competir en múltiples variables por vez, como, por ejemplo, precio y cantidad, aunque por lo general se utiliza para precio. Esta flexibilidad del modelo lo hace más adecuado para el estudio de los sistemas eléctricos. Se asumen bienes homogéneos, firmas participantes tienen los mismos costos marginales y se asume que las firmas fijan el precio en un mismo momento (como en una subasta); en equilibrio, todos fijan el mismo precio.

De acuerdo con (Nils-Henrik von der and Harbord, 1998) , evidencia de Inglaterra no respalda que el caso Bertrand sea el más representativo para el sector eléctrico; particularmente, y más importante para este proyecto, es que se muestra que el hacer ofertas de costo marginal no representa una estrategia óptima a lo largo de la mayor parte del año. De esta forma, los precios establecidos en los pool rara vez reflejarían los costos marginales.

De hecho, si se hiciera un modelo Bertrand para el sector eléctrico, lo más apropiado sería Bertrand con restricciones de capacidad. Aun así, Bertrand utiliza el concepto de Teoría de Juegos de “estrategia dominada”, el cual, asume que a cada generador se le paga lo que oferta, lo cual no ocurre en un pool.

Se revisará desde el caso simple Bertrand hasta las variantes más aplicables a nuestro problema. Se utiliza Bertrand pues lo que nos interesa es revisar como se comportan los participantes ante la posibilidad de poder enviar ofertas no necesariamente basadas en costos, sino teniendo el precio libre. El contenido del siguiente apartado esta basado en (Muñoz-García, 2017).

4.3.3.1 Duopolio Bertrand Simple.

El supuesto de dos firmas es realista para el mercado eléctrico con un sistema de formación de precios basados en mérito en tanto que se puede pensar que un jugador representa a todos los que fueron asignados y a todos se les paga un mismo precio, y el otro representa al que no fue asignado, salvo que se repartan el mercado y todos reciban el mismo pago. A continuación, se presenta el caso más simple del modelo de Bertrand, de acuerdo con (Church and Ware, 2000).

Supuestos:

1. Existen 2 firmas.
2. Las empresas fijan precios simultáneamente. Para un día en particular, las empresas mandan sus ofertas para todo el día siguiente antes de la hora de corte, salvo en el mercado de Tiempo Real. Este supuesto tiende a volverse endeble cuando se considera que todos los días los generadores mandan ofertas, es decir, hay un componente de tiempo, en donde los juegos son repetidos.
3. Producto Homogéneo. Aplica a la perfección al caso de la electricidad.
4. Costo Marginal = CMg, y Costo Medio = CMe.
5. las empresas satisfacen toda la demanda, no hay restricciones a la capacidad.
6. La demanda de mercado esta dada por una función estrictamente decreciente y continua $x(p)$.

7. Ambas firmas son simétricas en términos de sus costos marginales CMg , y para este caso, también lo serán en términos del costo medio CMe .
8. Existe un precio de ahogo \bar{p} (*choke price*) lo suficientemente alto, tal que la demanda es nula, $x(p) = 0$ si $p > \bar{p}$

Si la empresa 1 fija su precio P_1 por debajo de la empresa 2 (con precio P_2), dado que el producto es homogéneo, la empresa 1 se quedaría con todo el mercado. Si por el contrario, $P_1 > P_2$, entonces la empresa 1 no vende. Si el precio coincide. Finalmente, si $P_1 = P_2$, entonces, las firmas comparten el mercado. Dadas las condiciones anteriores, se tienen los siguientes casos:

Ingresos: $Precio * Cantidad = P_i * x_i$

Beneficios: $(Precio - Costos) * Cantidad = (P_i - CMg) * x_i$

Definición: Sea A_i el conjunto de estrategias del jugador i , y sea a_i una estrategia en particular en el conjunto. Se dice que $a_i \in A_i$ es una **Mejor Respuesta** a las estrategias de nuestro rival dadas por $a_{-i} \in A_{-i}$, si la estrategia a_i aporta el pago o utilidad (denotado por u_i) más grande sin importar cual haya sido la estrategia del rival. Formalmente,

$$u_i(a_i, a_{-i}) \geq u_i(a'_i, a_{-i}) \forall a'_i \in A_i$$

Asimismo, otro concepto fundamental es el de equilibrio de Nash, el cual lo podemos entender como una estrategia para la cual, si algún jugador se desvía de esa estrategia, su pago no mejora. Formalmente tenemos lo siguiente.

Sea $B_i(a_{-i}) \subset A_i$ el conjunto de las mejores respuestas por parte del jugador i ante la estrategia del contrincante $a_{-i} \in A_{-i}$

Definición: Decimos que $a^* = (a_1^*, a_2^*, \dots, a_n^*) \in A$ es un Equilibrio de Nash si $\forall i \in N, u_i(a_i^*, a_{-i}^*) \geq u_i(a_i, a_{-i}^*)$

Alternativamente, tenemos la siguiente definición en términos de la mejor respuesta del contrincante.

Definición: Decimos que $a^* = (a_1^*, a_2^*, \dots, a_n^*) \in A$ es un Equilibrio de Nash si $a_i^* \in B_i(a_{-i}^*) \forall i \in N$

Con lo anterior, se puede presentar la convergencia del juego. Se comenzará con la firma 1.

1. Si $p_2 < CMg$, entonces la firma 1 fija su precio en el CMg , pues esta no quiere tener pérdidas.

2. Si $c < p_1 < p_2$, entonces la empresa 1 apenas esta por debajo de 2, es decir, $p_1 = p_2 - \epsilon$ de esta forma, la firma 1 captura todas las ventas y se queda con todo el mercado.
3. Sea p_m el precio de monopolio. Observese que p_i no tiene porque estar por encima de este precio, pues p_m le permite tomar el beneficio máximo.

La descripción anterior nos lleva a la siguiente función de demanda para la empresa j , la cual se ilustra en la Figura 4.4

$$\begin{cases} x(p_j) & p_j < p_k \\ \frac{1}{2} * x(p_j) & p_j = p_k \\ 0 & p_j > p_k \end{cases}$$

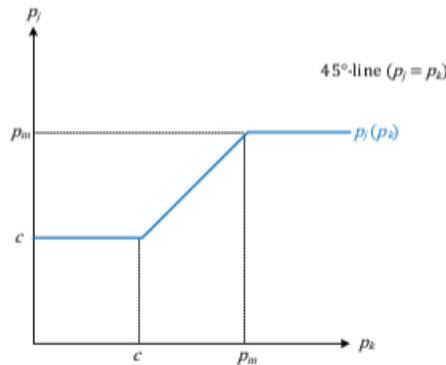


Figure 4.4: Función de Mejor Respuesta para una sola empresa, Caso Bertrand.

En la gráfica, antes del punto c , el cual representa el CMg , no hay demanda pues la empresa no le conviene producir antes de este punto pues afronta pérdidas. La sección creciente, representa el lugar donde esta empresa decide un precio apenas por debajo de su contrincante. La parte plana de arriba representa el precio máximo tomado como aquel de monopolio; nadie oferta a un precio mayor pues este es el *choke-price*, más allá del cual, no hay demanda. La misma idea aplica al otro competidor, de donde, su curva de demanda es la misma que la que acabamos de obtener salvo que esta reflejada respecto a la identidad, como lo muestra la Figura 4.5.

En este caso, como cada empresa intenta quedarse con la mayor parte del mercado, ambas intentan cortar a su contrincante en precio y van a bajar tanto como sus costos se lo permitan, lo cual hacen hasta el costo marginal, más allá de lo cual presentaría pérdidas. De donde, el Equilibrio de Nash para el Duopolio de Bertrand es único, y es un par ordenado en donde cada empresa fija su precio en el Costo Marginal (CMg_1, CMg_2). Nótese que es un EN, dado que si la empresa i aumenta precio, pierde el mercado, y si lo baja más allá del CMg, tiene pérdidas, de donde, si se desvía de esa mejor estrategia, su pago no mejora.

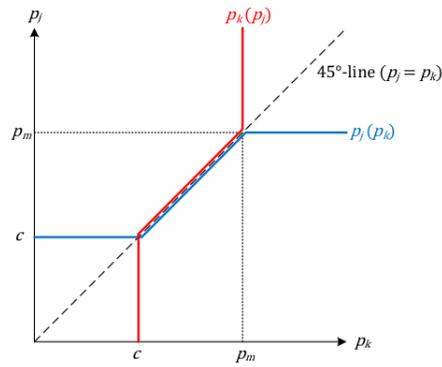


Figure 4.5: Función de Mejor Respuesta para dos empresas, Caso Bertrand.

4.3.3.2 Duopolio de Bertrand, Juegos Repetidos

Este caso es de nuestro interés ya que en el sistema eléctrico, las subastas son repetidas, de donde, los participantes siempre se vuelven a encontrar la oportunidad de reformular sus estrategias de acuerdo al comportamiento del contrincante.

Supuestos:

1. Existen 2 empresas.
2. Bien homogéneo, la electricidad lo es.
3. Sea $p_{j,t}$ la estrategia de precios j en el periodo t . Note que este valor depende del historial de precios de las dos firmas $H_{t-1} = (p_{1,t}, p_{2,t})_{t=1}^{t-1}$

El esquema anterior permite revisar la posibilidad de colusión, de estrategias de venganza si alguno de los rivales se desvía del equilibrio o bien de incrementar la cooperación, (Jehle and Reny, 2011).

La empresa 1 selecciona el precio p_1 primero, luego, la empresa 2 observa ese precio y manda una oferta similar para la misma hora del siguiente día p_2 . Nótese que de la empresa 2 solo puede apostar por lo que decidirá la empresa 1 al día siguiente con base en lo que hizo al día de hoy, es decir, no es estrictamente que el jugador 2 tome su decisión mediante lo que observó de 1, sino mediante lo que observó de 1 en el periodo anterior, en ese sentido se hace la aclaración de que el mercado eléctrico no se ajusta exactamente a la formulación de Bertrand con repeticiones.

Continuando con el ejemplo, la empresa 2 trata de bajar un poco su precio con respecto de lo que hizo el jugador 1 el día anterior. La cuestión viene cuando el jugador 1, toma su siguiente decisión con la misma actitud que el jugador 2, es decir, observa lo que 2 hizo en el momento anterior y después decide. Como ahora 1 estará intentando cortar su precio para estar marginalmente por debajo de 2, entonces, la tendencia

es que ambos intenten estar bajando su precio, pero ¿hasta donde?

La empresa 2 intenta bajar su precio en una cantidad lo más pequeña posible ϵ siempre que $p_1 > c$ y lo baja a un nivel $p_1 - \epsilon$. De manera similar al caso anterior, si el precio queda por debajo del costo marginal, las empresas afrontarán pérdidas, por consecuencia, el precio no puede estar por debajo de esta cantidad. Esto lleva a la construcción de la función de mejor respuesta para la empresa 2, en función del precio p_1 .

$$\begin{cases} p_1 - \epsilon & p_1 > CMg \\ c & p_1 \leq CMg \end{cases}$$

Como la Empresa 1 razona lo mismo, entonces, nuevamente el precio converge al Costo Marginal en ambos casos, $(p_1^*, p_2^*) = (c, c)$.

4.3.3.3 Bertrand en Repeticiones Finitas

En este tipo de configuración, cuando existe una cantidad finita de repeticiones, los jugadores tienen incentivos a traicionar. De hecho, comenzando desde la última partida, ahí, cada jugador decide que su mejor jugada es fijar el precio en el Costo Marginal, porque saben que si todos tuvieran un precio mayor, digamos $p = c + \epsilon$, como es la última jugada, algún jugador podría desviarse de ésta colusión y fijar su precio en $p = c$ para quedarse con todo el mercado, de donde, si el juego tiene periodos $t = 1, 2, \dots, T$, entonces, el precio óptimo es $p_{i,T}^* = c$.

Pero, un periodo antes, en $T - 1$, los participantes observan que el precio óptimo en T es c , y eso es algo que saben todos los participantes, en consecuencia, como saben que todos se van a traicionar al día siguiente y que el que no lo haga podría perder todas sus ventas, entonces valdría la pena preguntar ¿alguno de los participantes tiene incentivo para no traicionar en $T - 1$? No, porque ahora $T - 1$ es lo equivalente al último día del juego, dado que en el verdadero último día T ya se traicionaron. Al ser $T - 1$ el último día, tienen el incentivo a bajar su precio a c dado que como es el último periodo, podrían intentar bajar el precio para quedarse con el mercado, además, si no lo hacen, el contrincante también tiene incentivos para tratar de robar el mercado, de donde, el equilibrio de mercado en este periodo sigue siendo el costo marginal, $p_{i,T-1}^* = c$.

Lo mismo ocurre para cada uno de los periodos anteriores. Consecuentemente, el juego no puede sostener la cooperación siquiera en la primera realización, por ende, el Equilibrio de Nash vuelve a ser el mismo que en el juego de una sola realización, $(p_1^*, p_2^*) = (c, c)$.

4.3.3.4 Bertrand en Repeticiones Infinitas

Ciertamente no es que en el caso de repeticiones infinitas verdaderamente se espere una infinidad de repeticiones, sino que no está definido el momento en que será la última partida. En el caso de repeticiones finitas, sí se sabe cuando van a ser la última jugada, de donde, podría haber jugadores que puedan comportarse de forma individualista mientras se acerca el final del juego, en tanto si en el juego no se vislumbra un último día de juego, los jugadores podrían tener menos incentivos a traicionarse, (Hermalin, 2003).

Imaginemos que los participantes llegaron tácitamente a un acuerdo en donde ambos fijaron el precio de monopolio, p^m . El punto es que, si alguno de los jugadores, digamos el jugador 1, se desvía de este óptimo en juegos cooperativos en el periodo t bajando el precio, entonces el jugador 2 tendrá que castigarlo en el periodo siguiente $t + 1$ bajando su precio todavía más. El proceso se repite hasta que ambos acaban fijando su precio en el costo marginal.

Como ambos saben que si se desvían aunque sea un poco la consecuencia es que en los periodos postreros acabarán teniendo beneficio cero, entonces, no tienen incentivo a desviarse del equilibrio inicial, $(p_{1,t}^*, p_{2,t}^*) = (p^m, p^m), \forall t, t = 1, 2, \dots$. Consecuentemente, una posible función de mejor respuesta dado el historial de los jugadores $p_{jt}(H_{t-1})$ es la siguiente:

$$\begin{cases} p^m & \text{si todos los elementos en } H_{t-1} \text{ son } (p^m, p^m) \\ c & \text{en otro caso} \end{cases}$$

Formalmente se tiene lo siguiente para mostrar que los jugadores no tienen incentivo a traicionarse:

Sea $t > 1$, y sea H_{t-1} la historia para la cual todas las firmas cooperaron hasta el momento $t - 1$. El beneficio de la firma son los ingresos menos costos multiplicados por la cantidad de unidades vendidas. El beneficio cuando ambas firmas cargan un precio de monopolio es:

$$\pi^m = (p^m - c) * x(p^m)$$

Si ambas firmas cooperan en el i -ésimo periodo, entonces el beneficio individual será $(\pi^m)/2$. Ahora, este beneficio se puede perpetuar por un periodo de tiempo muy largo, y de ser así, se debería de descontar el flujo de efectivo para traerlo a Valor Presente. Para un flujo individual y una tasa de descuento $\delta \in (0, 1)$ se tiene lo siguiente:

$$\pi^m + \delta * \pi^m + \delta^2 * \pi^m + \dots$$

Como la serie en δ es geométrica, esta converge a $\frac{1}{1-\delta}$. por consiguiente, ambos jugadores el beneficio es:

$$\frac{1}{1-\delta} * \pi^m$$

y para un jugador individual, en el caso de duopolio es:

$$\frac{1}{1-\delta} * \frac{\pi^m}{2}$$

Si alguno de los dos jugadores, como j se desvía del equilibrio de juegos cooperativos, entonces, el que se desvía tratará de cortar a su contrincante en precio por una cantidad $\epsilon > 0$, para tener un precio $p_{j,t} = p^m - \epsilon$. En este periodo t el empresario j captura todo el mercado.

El problema es que en el siguiente periodo, el contrincante no estará contento con la decisión tomada por j , así que intentará cortarlo en precio, podría incluso cortar su precio hasta c en el periodo $t + 1$, y así, el jugador j solo habrá obtenido los beneficios correspondientes a la totalidad de mercado π^m que encontró en el periodo t , no más:

$$\pi^m + 0 * \delta + 0 * \delta^2 + \dots = \pi^m$$

Por último, vale la pena preguntar ¿cuál es la tasa de descuento mínima para la cual vale la pena cooperar? Esto se puede contestar revisando para que cantidad α se tiene que $\alpha > \pi^m$, donde α es en realidad la serie geométrica de las tasas de descuento. Para un jugador individual, nos estaríamos preguntando ¿para que δ se tiene lo siguiente?

$$\frac{1}{1-\delta} * \frac{\pi^m}{2} > \pi^m$$

Como, π^m es una cantidad positiva, podemos dividir en ambos lados:

$$\frac{1}{1-\delta} * \frac{1}{2} > 1$$

$1 - \delta$ es una cantidad entre 0 y 1 sin tocar 0, por ende, podemos multiplicar ambos lados por esta:

$$\frac{1}{2} > 1 - \delta$$

$$\frac{1}{2} - 1 > -\delta$$

$$-\frac{1}{2} > -\delta$$

$$\frac{1}{2} < \delta$$

Consecuentemente, tendrá sentido cooperar en tanto $\delta > \frac{1}{2}$.

El caso de Bertrand con restricción de capacidad, no tiene aplicación en este ejemplo del sistema eléctrico dado que distintos segmentos de la demanda se pagan a precios diferentes en esta especificación, es decir, si la demanda eléctrica es de 10 MWh pero la empresa 1 solo dispone de 4 a un precio de \$15, y la empresa 2 dispone de 6 MWh a un precio de \$20, entonces a la empresa 1 se le paga $4 * 15 = \$60$ y a la empresa 2 se le paga $6 * 20 = \$120$, cosa que no ocurre en la realidad. Bajo el sistema de asignación basado en mérito a las dos empresas se les paga el precio más alto, en este caso de $\$20MWh$. Por otro lado, esta modificación de Bertrand asume que las empresas pueden restringir su capacidad ofertada, lo cual, como se ha visto en repetidas ocasiones, no es posible en el sector eléctrico, ya que la Ley de la Industria Eléctrica obliga a los participantes a ofertar toda la capacidad que tengan disponible.

Anteriormente se dijo que, de acuerdo con la teoría microeconómica no tenía sentido que el jugador fijara su precio por debajo de sus costos marginales, pues tendría pérdidas. Sin embargo, una posible estrategia de despacho es ofertar por debajo de los costos marginales para sacar a su rival del mercado, se asignado y apostar a que el precio del bloque, será más alto. Esto serviría en tanto la empresa que realice el plan, tenga los suficientes recursos para afrontar pérdidas por un tiempo prolongado en tanto la guerra de precios está en pie. Asimismo, podrían existir otras estrategias en las que tenga sentido ofertar por debajo de los costos marginales.

El tener precio libre logra que las centrales puedan tener acceso a las asignaciones de precios bajos y apostar a que alguna puja suba el precio en el esquema basado en mérito. De manera similar, si el precio ya no esta basado en costos, el que haya una cantidad muy grande de renovables ya no tiene el efecto de bajar el precio de todo el bloque a cero, pues ellos ofertarían el precio que mejor les parece dentro de ciertos límites preestablecidos.

En suma, lo que Bertrand nos dice es que, si el precio es libre (es decir, si la variable con la que compiten las empresas es el precio), entonces los participantes de mercado tienen muchos incentivos para comportarse de forma contraria a la competencia perfecta, de hecho, hasta podría establecer el precio de monopolio en caso de colusión. Sin embargo, en el mercado eléctrico existen muchos mecanismos para limitar tal comportamiento,

por ejemplo, los precios tope los cuales se podrían fijar como una fracción por encima del precio basado en costo. Adicionalmente, si estando libre el precio se comportan lejos de como deberían de hacerlo en competencia, podría haber mecanismos alternativos como asignar las centrales basándonos en costos hasta que los generadores vuelvan a mandar ofertas competitivas en términos de precios suficientemente bajos para los consumidores, pero también lo suficientemente altas para que generen suficiente ingreso a los generadores.

4.3.3.5 Bertrand Dinámico con Demanda Estocástica.

Los apartados anteriores versaban acerca de los posibles resultados a los que se puede llegar usando la formulación de Bertrand. A continuación, se presentará una ampliación del modelo concebida por (Ledvina and Sircar, 2010), la cual considera un enfoque dinámico en el cual la demanda es estocástica y el tiempo es continuo.

Se define la función de demanda para cada empresa $i \in \{1, \dots, N\}$ con $D_i^N(p_1, p_2, \dots, p_N) : \mathbb{R}_+^N \rightarrow \mathbb{R}$

4.3.3.5.1 Supuestos

1. Existen N empresas.
2. Cada empresa tiene una capacidad de producción fija al inicio del periodo en el tiempo 0, y denotada por $x_i(0)$, al momento t , esta cantidad denota la cantidad de energía que puede producir. En este sentido, representa el tiempo de vida útil de esta planta generadora.
3. Las empresas producen bienes sustitutos.
4. Existe un precio en donde los consumidores (dada su capacidad de pago), pueden consumir una unidad de electricidad producida por la empresa i . El precio se denota por $p_i = p_i(\mathbf{x}(t))$, con $\mathbf{x}(t) = (x_1(t), x_2(t), \dots, x_N(t))$
5. Cada uno de estos precios tiene una demanda asociada D_i más un término de ruido blanco ($E(X(t)) = 0; E(X(t)^2) = S^2; E(X(t)X(h)) = 0, t \neq h$) asociado el cual representa fluctuaciones de la demanda.
6. La demanda individual que incluye el ruido blanco esta dada por: $d_i(t) = D_i(p_1, p_2, \dots, p_N) - \sigma_i \epsilon_i(t)$
7. La forma en como evoluciona la capacidad esta dada por la siguiente edo. $dx_i = -d_i(t)dt$
8. Los participantes buscan maximizar su beneficio esperado descontado a lo largo de la vida útil de la planta generadora.
9. Propiedad 1 de la Función de Demanda: $= 1, \dots, N, D_i^N$ es una función suave en todas las variables: $D_N^N(0, \dots, 0) > 0; \frac{\partial D_i^N}{\partial p_i} < 0; \frac{\partial D_i^N}{\partial p_j} > 0$

10. Propiedad 2 de la Función de Demanda (Invarianzas ante permutaciones de los precios.): para precios fijos p_1, \dots, p_N y $j \in (1, \dots, N)$ excepto la i -ésima, se tiene que $D_i^N(p_1, \dots, p_i, \dots, p_j, \dots, p_N) = D_i^N(p_1, \dots, p_j, \dots, p_i, \dots, p_N)$, es decir, intercambiar el orden de las ofertas de precios, no altera la función de demanda.

11. Propiedad 3 de la Función de Demanda (Existencia de Precio de Ahogo): Dada una firma, y para todo conjunto de precios fijo, $p_{-i} := (p_1, \dots, p_{i-1}, p_{i+1}, \dots, p_N)$, existe un precio de ahogo (*choke-price*) $\hat{p}_i(p_{-i}) < \infty \ni, D_i^N(p_1, \dots, p_{i-1}, \hat{p}_i, p_{i+1}, \dots, p_N) = 0$

Adicionalmente, se afirma que el subíndice de las demandas establece una relación de orden para un arreglo fijo de precios de menor a mayor, es decir, si $p_1 \leq p_2 \leq \dots \leq p_N$ entonces

$$D_1^N(p_1, \dots, p_N) \geq D_2^N(p_1, \dots, p_N) \geq D_N^N(p_1, \dots, p_N)$$

En el sector eléctrico, la demanda tiene varias peculiaridades, entre las cuales destaca el que en muchas ocasiones es muy similar a una recta y en segundo lugar, que esta es muy inelástica. Sea un N fijo, y sean $A, B, C \in \mathbb{R}$ para definir la Demanda Lineal de la siguiente forma para toda empresa desde $i = 1, \dots, N$:

$$D_i^N(p_1, \dots, p_N) := A + Bp_i + C \sum_{j \neq i} p_j$$

De lo anterior se construye un sistema de recurrencia hasta la $N - 1$ empresa de la siguiente forma para $i = 1, \dots, n$:

$$D_i^n(p_1, \dots, p_N) = a_n - b_n p_i + c_n \sum_{\substack{j \leq i, \\ j \leq n}} p_j$$

de donde se tienen las siguientes relaciones de recurrencia para $2 \leq n \leq N$,

$$a_{n-1} = a_n \left(1 + \frac{c_n}{b_n}\right), \quad b_{n-1} = b_n \left(1 - \frac{c_n^2}{b_n^2}\right), \quad c_{n-1} = c_n \left(1 + \frac{c_n}{b_n}\right)$$

Donde los últimos términos son $a_N = A, b_N = B, c_N = C$.

Por último, la solución de las ecuaciones anteriores es la siguiente:

$$a_n = \frac{\alpha}{\beta + (n-1)\gamma}, \quad b_n = \frac{\beta + (n+2)\gamma}{(\beta + (n-1)\gamma)(\beta - \gamma)}, \quad c_n = \frac{\gamma}{(\beta + (n-1)\gamma)(\beta - 1)}$$

Donde:

$$\gamma = \frac{C}{(B - (N-1)C)(B + C)}, \quad \alpha = \left(\frac{B}{C} + 1\right), \quad \beta = \gamma \left(\frac{B}{C} - (N-2)\right)$$

4.3.3.5.2 Modelo Las condiciones anteriores llevan al a las ecuaciones diferenciales.

$$dx_i(t) = -D_i(p_1(\mathbf{x}(t)), p_2(\mathbf{x}(t)), \dots, p_N(\mathbf{x}(t)))dt + \sigma_i dW_i(t)$$

si $x_i > 0, i = 1, 2, \dots, N$

Donde:

$W_i(t)_{i=1, \dots, N}$ = Son Movimientos Brownianos Correlacionados, es decir, Son procesos estocásticos tales que, $W_0 = 0$ c.s.; las trayectorias son continuas; el proceso tiene incrementos independientes; $\forall s, t$, tales que $0 \leq s < t$, se tiene que los incrementos $W_t - W_s$ tiene distribución $N(0, \sigma^2(t - s))$

El caso de duopolio se extiende casi inmediatamente al caso de N participantes. Los participantes buscan maximizar su beneficio esperado:

$$E\left(\int_0^\infty e^{-rt} p_i(x(t)) D_i(p_1(x(t)), p_2(x(t))) \mathbb{1}_{x_i(t) > 0} dt\right)$$

Donde:

$r > 0$ = Tasa de descuento.

D_i = Demandas lineales.

Dados estos conceptos, definimos el equilibrio de Nash de la siguiente forma:

Definición: Decimos que una pareja $(\bar{p}_1^*(x(t)), \bar{p}_2^*(x(t)))$ es un Equilibrio de Nash Perfecto de Markov si $\forall i = 1, \dots, N$ participantes de mercado, y $\forall x(0) \in \mathbb{R}^2$ se cumple que i Estrategia de Markov del jugador i :

$$E\left(\int_0^\infty e^{-rt} \bar{p}_i^*(x(t)) D_i(\bar{p}_i^*(x(t)), \bar{p}_j^*(x(t))) \mathbb{1}_{x_i(t) > 0} dt\right) \geq E\left(\int_0^\infty e^{-rt} p_i(x(t)) D_i(\bar{p}_i^*(x(t)), \bar{p}_j^*(x(t))) \mathbb{1}_{x_i(t) > 0} dt\right)$$

Para simplificar un poco la notación, se define las Funciones de Valor de la siguiente forma:

$$V_i(x_1, x_2) = \sup_{p_i \geq 0} E\left(\int_0^\infty e^{-rt} p_i(x(t)) D_i(p_1(x(t)), p_2(x(t))) \mathbb{1}_{x_i(t) > 0} dt\right)$$

Por ende, el problema de Programación Dinámica queda como un sistema de ecuaciones diferenciales parciales, en donde hay tantas ecuaciones como competidores en el mercado:

$$\left(\frac{1}{2}\sigma_1^2 \frac{\partial^2}{\partial x_1^2} + \rho\sigma_1\sigma_2 \frac{\partial^2}{\partial x_1 \partial x_2} + \frac{1}{2}\sigma_2^2 \frac{\partial^2}{\partial x_2^2}\right) V_i + \sup_{p_i \geq 0} \left(-D_1(p_1, p_2) \frac{\partial V_i}{\partial x_1} - D_2(p_1, p_2) \frac{\partial V_i}{\partial x_2} + p_i D_i(p_1, p_2)\right) - rV_i = 0 \quad (4.3.1)$$

Donde:

$\rho =$ Coeficiente de correlación de los movimientos brownianos.

El conocer las relaciones de recurrencia y las soluciones permite que el problema sea reducido, para comenzar, las demandas se pueden escribir como:

$$D_j(p_1, p_2) = \frac{(\alpha - p_j)}{2\beta} - \frac{\gamma}{\beta} D_i(p_1, p_2), j \neq i$$

Con esto el sistema de ecuaciones se puede reescribir y reducir a un problema estático (con $i = 1, 2$ en el caso de duopólio) salvo por los costos:

$$\left(\frac{1}{2} \sigma_1^2 \frac{\partial^2}{\partial x_1^2} + \rho \sigma_1 \sigma_2 \frac{\partial^2}{\partial x_1 \partial x_2} + \frac{1}{2} \sigma_2^2 \frac{\partial^2}{\partial x_2^2} \right) V_i - \frac{(\alpha - p_j)}{2\beta} \frac{\partial V_i}{\partial x_j} + \sup_{p_i \geq 0} \left(D_i(p_1, p_2) p_i - \frac{\partial V_i}{\partial x_1} - \frac{\gamma}{\beta} \frac{\partial V_i}{\partial x_j} \right) - r V_i = 0 \quad (4.3.2)$$

Los costos están dados de la siguiente forma:

$$\mathbf{S}_i \mathbf{x} := \frac{\partial V_i}{\partial x_i}(\mathbf{x}) - \frac{\gamma}{\beta} \frac{\partial V_i}{\partial x_j} \quad (4.3.3)$$

Entonces, dada la unicidad de la solución, el sistema de ecuaciones se reduce a lo siguiente:

$$\left(\frac{1}{2} \sigma_1^2 \frac{\partial^2}{\partial x_1^2} + \rho \sigma_1 \sigma_2 \frac{\partial^2}{\partial x_1 \partial x_2} + \frac{1}{2} \sigma_2^2 \frac{\partial^2}{\partial x_2^2} \right) V_i - D_M(p_j^*(S_1(x)), S_2(x)) \frac{\partial V_i}{\partial x_j} + G_i(S_1(x), S_2(x)) - r V_i = 0 \quad (4.3.4)$$

Donde:

$G_i(s_1, s_2) = D_i(p_1^*, p_2^*)(p_i^* - s_i) =$ Función de beneficio de equilibrio del juego estático.

A manera de comentario al margen, el autor realiza una simulación para la cual postula que los parámetros para los cuales las demandas tienen sentido son $\alpha = 6, \beta = 1, r = 1, \sigma_1 = 0.6 = \sigma_2, \rho = 0.1$. Lo primero que se nota es que la desviación es constante y relativamente baja, pero más aún, la correlación es casi cero, y como se está tratando de Movimiento Browniano, esto quiere decir que está muy cerca de la independencia, es decir, el componente aleatorio de la demanda de una empresa con la otra, en principio no tienen relación en este modelo.

Algunos de los comentarios finales en cuanto a Bertrand en general son que, los precios más bajos se

alcanzan cuando las empresas tienen un tamaño semejante y cuando el bien es sustituto. Un número grande de empresas no siempre es sinónimo de competencia si los nuevos entrantes no tienen mucha capacidad de abastecimiento y existen en el mercado grandes participantes. Esto dado que si un participante pequeño entra, por más que mande ofertas a precio cero, para ser asignado, acaba obteniendo una parte muy pequeña del mercado. Lo que sí podría representar un riesgo es la entrada de varios participantes pequeños muy competitivos, pues entre todos podrían arruinar alguna posibilidad de coordinación entre los participantes grandes.

Un punto importante es que, ninguno de los modelos presentados alcanza a representar todos los factores variables y la complejidad que emerge de las asignaciones en el MDA y RT, que son precio, cantidad, CEL's o Potencia, como se muestra en la Figura 4.6. Por otro lado, el mercado eléctrico es tal que tiene una serie de particularidades y sistemas de compensación que permite que generadores, incluyendo aquellos que no tienen poder de mercado, abusen de ellos y al menos en ciertos nodos, ellos pueden fijar precios. El punto central es que estas estrategias son tantas y tan diversas que tampoco ha sido posible representarlas por los modelos de oligopolio antes mencionados, los cuales no fueron elaborados para esta industria en específico.

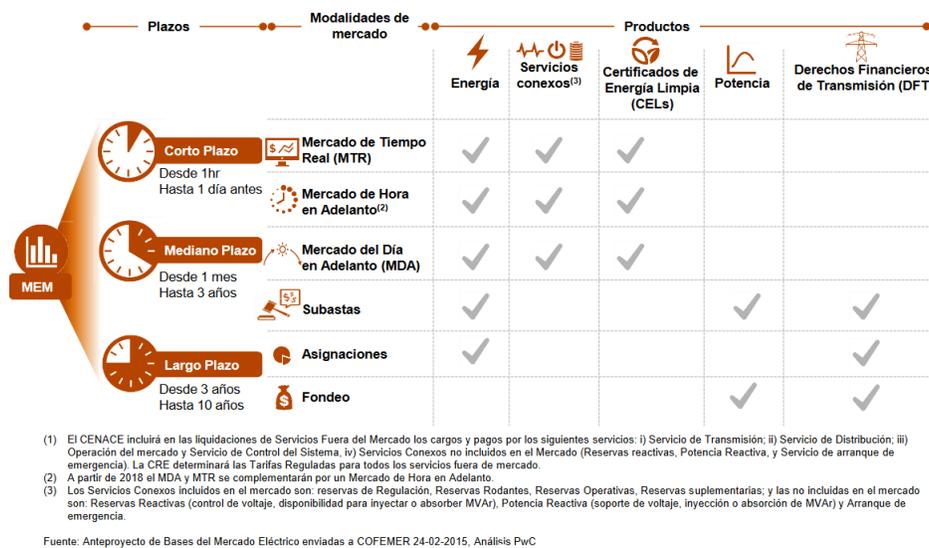


Figure 4.6: Mercado Eléctrico Mayorista.

En términos de la aplicación de este modelo al mercado eléctrico lo importante es saber que sí existe un escenario donde teniendo el precio libre, este resulta en un óptimo para los consumidores (cuando el tamaño de las firmas es semejante). Sin embargo, en el caso del Mercado Eléctrico Mexicano este no es el caso. A pesar de que la electricidad es un bien sustituto, el tamaño de los participantes del mercado no es homogéneo, pues a pesar de haber una cantidad grande de generadores, 78 generadores a Marzo del 2019, no necesariamente estos son homogéneos y algunos son para autoabastecimiento ^{44 45}

⁴⁴Datos Oficiales de CENACE tomados a la fecha más reciente al momento de elaboración Marzo, 2019. Available at: <https://www.cenace.gob.mx/paginas/publicas/MercadoOperacion/ParticipantesMerc.aspx>

⁴⁵Cabe mencionar que algunos de los participantes registrados como generadores, al entrar a su sitio web nos percatamos de

Lo anterior nos lleva a tener dos casos. En el primero, si los generadores se comportan de manera competitiva, sea porque alguien comience a pelear por el mercado o porque eventualmente el tamaño de los generadores se homogeneice de tal forma que el precio de mercado termine siendo óptimo. En ese segundo caso, si el mercado no está funcionando bien por sí mismo habrá que establecer una serie de mecanismos para mejorar la competencia. Note que los comentarios anteriores asumen que como establece el modelo de Bertrand, el precio es libre, el cual no es el caso del Mercado Eléctrico Mexicano, de donde, este modelo representa solamente una posibilidad teórica.

4.4 Escenario 2: Posición Dominante de CFE así como la Posibilidad de Contrareforma Energética.

La siguiente sección, está basada en la posibilidad de que no se genere un ambiente de competencia, incluso tipo oligopolio, en el Mercado Eléctrico Mexicano sino que exista un participante principal y por tanto, está sustentada en la posibilidad de que la administración federal proceda con una contrareforma energética donde la CFE funja como participante dominante del mercado apoyado fuertemente tanto por los reguladores como por las instituciones federales energéticas. Los supuestos de este escenario son los siguientes:

1. Las empresas de la CFE se unifican en una sola.
2. La CFE recibe despachos garantizados por parte de CENACE.
3. Impedimentos a la competencia por los repetidos intentos de alterar las reglas de mercado por parte de la administración federal.
4. Pérdida de confianza entre los inversionistas así como una ola de acciones legales en contra de las autoridades (dado que la CFE no ha podido consolidarse como participante dominante es que se teme el siguiente punto).
5. Se amenaza con una posible contrareforma energética hacia mediados del sexenio del presidente López Obrador la cual otorgue facultades preferenciales en el mercado a la CFE. De consolidarse esta estructura, entonces no se tendría un oligopolio de Bertrand, como se mencionó previamente, sino un mercado con un participante dominante.

Dada la situación actual de mercado y el antagonismo de la SENER así como del resto de los reguladores contra los generadores privados es que se presenta el modelo de Firma Dominante pues representa de mejor manera que solo ofrecen servicios de consultoría más no generación, así que la cantidad neta de generadores podría ser menor.

manera las circunstancias que atañen actualmente al mercado eléctrico.

Como ya se mencionó anteriormente, se han realizado varios intentos para dar prioridad o bien de poner en una posición ventajosa a la CFE. Uno de los últimos fue el acuerdo de confiabilidad ante la crisis del SARS-CoV-19. En el apartado referente a seguridad energética se argumentó porque este convenio no tiene razón técnica de ser, dado que hay métodos efectivos para mitigar los efectos de la intermitencia de las fuentes de generación renovables, los cuales, aunque son costosos y su implementación no necesariamente es simple, en el largo plazo podrían resultar la mejor opción. Asimismo, la intermitencia era esencialmente el principal argumento por parte de la SENER para sostener el acuerdo. Ante la clara inconformidad por parte de los generadores privados, se desencadenó una ola de acciones legales. Hasta el momento, se han ganado fases preliminares de los juicios de amparo, lo que podría allanar el camino para una suspensión definitiva del acuerdo de la SENER⁴⁶.

El fallo definitivo se sumaría a una serie de triunfos legales ganados por los generadores privados como aquel mediante el cual, la SENER tenía la intención de generar Certificados de Energías Limpias (CELs) para sus centrales legadas que fueron construidas o reacondicionadas previamente a la fecha de inicio de los CELs para la Reforma Energética, lo que habría ocasionado que la CFE no tuviera la obligación de comprar CELs de particulares privados, mermando así su ingreso⁴⁷. El que la CFE no esté consiguiendo de manera unilateral y sin trabas una posición privilegiada en el mercado eléctrico, podría llevar a la administración del presidente López Obrador a tomar medidas más drásticas.

Posiblemente la medida más drástica sea una modificación o enmienda constitucional. Esta no es una posibilidad lejana, pues el presidente López Obrador lo ha reconocido⁴⁸, de hecho, dejó ver en su conferencia matutina que esta acción, de ser necesaria, tendrá lugar durante el tercer año de gobierno y se realizaría con la finalidad de dar perdurabilidad a los cambios realizados así como para dar prioridad a las centrales del estado⁴⁹.

Consecuentemente, se formuló este segundo escenario considerando la posibilidad de una contrareforma

⁴⁶Nava, Diana. "Juez Suspende de Manera Definitiva Medidas de Cenace y Sener que Limitan a las Renovables". *El Financiero*. Jul 11, 2020.

Available at: <https://www.elfinanciero.com.mx/economia/juez-suspende-de-manera-definitiva-medidas-de-cenace-y-sener-que-limitan-a-las-renovables> Accessed, Aug 2020.

⁴⁷Energía a Debate. "Sener Quiere Meter CEL de Centrales Legadas al Mercado Eléctrico". *Energía a Debate*. Oct 8, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/energia-limpia/sener-quiere-meter-cel-de-centrales-legadas-al-mercado-electrico/> Accessed, Aug 2020.

⁴⁸Expansión. "López Obrador Abre la Puerta a una Nueva Reforma Energética". *Expansión*. Aug 4, 2020. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2020/08/04/lopez-obrador-pide-a-los-reguladores-apoyar-la-politica-energetica-del-gobierno> Accessed, Aug 2020.

⁴⁹El Universal. "AMLO no Descarta Reforma Constitucional al Sector Energético, Aunque no por Ahora.". *El Universal*. Jul 29, 2020

Available at: <https://www.eluniversal.com.mx/nacion/la-mananera-amlo-no-descarta-reforma-constitucional-al-sector-energetico> Accessed, Aug 2020.

energética donde se consiga dar prioridad a la CFE mediante una modificación constitucional. Otra posibilidad es que se consiga dar prioridad preponderante a la CFE no mediante una enmienda, sino utilizando tanto como sea posible la legislación actual. Tal posibilidad se fundamenta en el memorándum supuestamente enviado por parte del presidente López Obrador a la Secretaría de Energía (SENER), a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y a la Comisión Reguladora de Energía (CRE). En tal documento, el mandatario urge a las entidades a profundizar los cambios realizados hasta el momento, así como delinear los pasos necesarios para fortalecer la posición de CFE y PEMEX. Cabe mencionar que por el carácter autónomo de la CRE, este acto no podría ser comandado ni siquiera por el presidente, sin embargo así se ha hecho y estos órganos junto con CENACE, al cual debía de tener cierta autonomía, han obedecido porque se han colocado personas leales al presidente en puestos claves de estos organismos. El memorándum continúa estableciendo los siguientes puntos como ejes de la política energética⁵⁰

1. Mantener la política de no aumentar en términos reales el precio de los combustibles ni de la electricidad.
2. Alcanzar autosuficiencia energética.
3. No exportar petróleo, extraer sólo el que se necesita para las refinerías y dejar de importar diésel y gasolina.
4. Producir 1.8 millones de barriles diarios para 2020, 1.9 para 2021, 2 para 2022, 2.1 para 2023 y 2.2 para 2024.
5. Rehabilitar 6 refinerías y concluir la de Dos Bocas para 2022, de tal forma que para esa fecha se puedan procesar en total más de 1.5 millones de barriles diarios.
6. Definir el destino del tren de refinación de Cangrejera para alcanzar la autosuficiencia de combustibles al finalizar el sexenio.
7. Priorizar y optar por lo más rentable: construir o reconstruir plantas para satisfacer la demanda del sureste así como de Baja California Sur.
8. Potenciar la generación de energía eléctrica.
9. PEMEX y CFE deben reconocer los contratos suscritos en la administración anterior si no son fraudulentos.
10. Si los contratos fueron asignados sin merito, sino mediante actos corruptos, se deberá de realizar la denuncia correspondiente.
11. Eliminación de subsidios.

⁵⁰García, Karol. "AMLO Confirma Desmantelamiento de la Reforma Energética". *El Economista*. Aug 4, 2020. Available at: <https://www.economista.com.mx/empresas/AMLO-confirma-desmantelamiento-de-la-reforma-energetica--20200804-0037.html> Accessed, Aug 2020.

12. El Sistema Eléctrico Nacional deberá ser alimentado en el siguiente orden:
 - (a) Primero la energía producida por las hidroeléctricas de la CFE.
 - (b) La generación de otras plantas de la CFE.
 - (c) Energía eólica y solar (principalmente en poder de los generadores privados).
 - (d) Energía de ciclo combinado de las privadas.
13. Plan para aplicar plan de comercio de gas.
14. Detener concesiones a particulares por sobreoferta de petróleo y electricidad para el mediano y largo plazo.
15. Apoyar a PEMEX y CFE en la distribución de energéticos.
16. No se descarta la coparticipación de privados tanto en el sector petrolero como en el de generación eléctrica.

A continuación, se presenta la estructura de mercado que creemos puede modelar mejor el mercado si los puntos del memorándum referentes al mercado eléctrico se llevaran a cabo.

4.4.1 Empresa o Participante Dominante.

El modelo en cuestión, es un modelo que inició siendo hipotético pero que con el pasar de los años, se han encontrado ejemplos donde este se puede aplicar con relativa facilidad dentro de ciertos intervalos de tiempo, como en el caso de la OPEC, Xerox y Kodak. También se le denomina monopolio parcial o monopolio con franja, en esta representación se integran los conceptos de monopolio y competencia en una sola estructura de mercado. Si bien es cierto que dicho modelo no alcanza el realismo que se desea, y que incluso ha sido catalogado como uno que aporta un desempeño pobre en determinadas configuraciones de subasta, (Wilson and Rassenti, 2004). Aún así, en la misma lógica que con Cournot y Bertrand, son modelos que dan una mirada general rápida al cómo se podrían comportar los participantes en un entorno restringido.

Una firma dominante es una empresa grande que afronta una serie de firmas pequeñas quienes son tomadoras de precios. Tanto un monopolio como una firma dominante tienen implícito el que puedan ejercer poder de mercado, es decir, son firmas que aumentan sus beneficios incrementando precios por encima de los costos marginales, (Schmalensee, 1985). A continuación se presenta el desarrollo del modelo.

4.4.1.1 Supuestos de Modelo.

De acuerdo con (von der Fehr, 2015), algunas de las características distintivas de este modelo son las siguientes:

1. Existen dos tipos de participantes, un monopolista y una serie de competidores pequeños quienes son tomadores de precio a quienes también se les conoce como *la franja*.
2. Al menos en un periodo de tiempo, no hay nuevos entrantes.
3. La firma dominante conoce la demanda de mercado de la industria así como la oferta de las empresas en la franja.
4. Monopolista y competidores interactúan en un ambiente en donde el monopolista tiene privilegios, como el ya estar establecido (es decir, no tiene los costos hundidos que afrontaría un nuevo entrante), por lo que fija el precio de monopolio en una nueva función de demanda.
5. El precio de entrada de la franja depende de la producción de la firma dominante y de la franja.
6. La firma dominante, en este caso, la CFE afronta la posibilidad de que sus competidores compren a precios de monopolio (de la CFE) del resto de la demanda que la CFE no puede abastecer.
7. Los nuevos entrantes que pertenecerían a la franja esperan que la producción de la firma dominante se mantendrá una vez fija. Este es un supuesto válido en la industria eléctrica dado que, por un lado, una vez realizada la asignación por parte de CENACE no se puede cambiar, y por otro lado, en un horizonte de tiempo ligeramente más grande, la capacidad de generación eléctrica no puede ser alterada pues la construcción de nuevas centrales toma una cantidad de tiempo considerable.
8. Es un modelo que desde cierta óptica se puede concebir como estático pues no considera el tiempo de forma explícita. Sin embargo, el hecho de que tome en consideración la respuesta de la franja se puede pensar como no estrictamente estático.
9. El participante dominante tiene el primer movimiento, es decir, fija precio y cantidad donde maximiza beneficios.
10. La firma dominante toma en consideración la respuesta de los competidores de la franja.
11. La entrada de nuevos participantes involucra costos hundidos, situación que la empresa dominante (CFE) puede explotar a su favor.
12. En el modelo básico, el dominante no puede elevar su precio tanto como el de monopolio pues afronta competencia de la franja. Sin embargo, en el caso del MEM, el precio que fija el más alto es el que se queda para todos, entonces, si alguna de las centrales de la CFE fuera asignada con precio substancialmente alto, entonces, toda la industria se vería beneficiada por el precio de monopolio.
13. Si la firma dominante produce demasiado, bajo este esquema, presionaría a la demanda residual por debajo de los costos promedio de los nuevos entrantes, de tal forma que, la selección de nivel de

producción por parte de la firma dominante, determina un precio límite debajo del cual, las empresas de la franja no pueden sobrevivir.

Primeramente, se afirma que la CFE podría vender a precio de monopolio sobre una nueva función de demanda, no la del mercado. En este caso, el precio óptimo no se encuentra donde el monopolio puro maximiza ganancias, pues sería demasiado alto y tendería a elevar desproporcionadamente el precio final de los consumidores. Sin embargo, un precio intermedio entre el de monopolio y competencia perfecta es factible. El precio será tan cercano al de monopolio puro como se le de preferencia a la CFE en la asignación de centrales eléctricas. Esto ocurre por la forma en como se despacha a las centrales, es decir, mediante un esquema basado en mérito, de tal forma que si la CFE consigue mediante una contrarreforma o mediante adiciones a los lineamientos de los operadores (CENACE, CRE etc.) que se despachen primero tantas de sus centrales como sea posible en cada bloque horario, entonces se despacharía al precio más alto de todas las centrales que hayan sido asignadas.

Notablemente, la CFE posee algunas de las centrales más viejas e ineficientes que hay en el mercado, donde, es muy posible que sea alguna de las plantas de la CFE la que termine fijando el precio para todo el bloque de centrales. Segundo, los competidores de la franja automáticamente reciben el precio del líder, pues es este quien lo fijó al ser el menos eficiente. Consecuentemente, estos dos supuestos del modelo de firma dominante son aplicables al esquema del Mercado Eléctrico Mexicano (MEM), es decir, que la firma dominante fija un precio de monopolio sobre una nueva curva de demanda y el que los competidores de la franja, reciban el mismo precio que ha fijado el monopolio.

Asimismo, en este esquema la CFE es concebida como un monopolio y no como un oligopolio pues en este último, el mercado es un ente regulado por el gobierno sin dar prioridad a sus participantes, es decir, puede ser pensado como un ente externo sobre el cual los participantes no tienen control pero que utilizan para interactuar con consumidores y otros competidores. En contraste, en el escenario donde la CFE se beneficia de una contrarreforma energética o de mecanismos que favorecen a la empresa del estado para ser despachada con prioridad, el mercado ya no es neutral, pues es desde aquellos que crean las reglas del juego que estas se ponen a favor del participante que ahora es dominante. Primeramente, recordemos que actualmente la CFE no tiene la capacidad instalada para abastecer a todo el mercado, tiene cerca del 56% de la generación total, de esta forma, si no realiza inversiones sustanciales inmediatas en nueva y más eficiente capacidad de generación, el hecho de que desplace al resto de los participantes podría redundar en que al final no logre satisfacer la demanda.

4.4.1.2 Modelo General.

A continuación, se presenta el modelo general así como las matizaciones necesarias para representar tanto como sea posible el posible el comportamiento semi-monopólico de la CFE. Esta sección está basada en (Weisman, 2011):

Sea $P = a - b(Q - q)$ la Demanda de Mercado.

donde:

P = Precio de Mercado.

Q = Cantidad producida de la firma dominante.

q = Cantidad producida de las firmas en la franja.

e = Costos hundidos ($e \geq 0$).

c = Costos.

Los costos de la Firma Dominante están dados por:

$$C(Q) = cQ$$

El costo margina de la Firma Dominante:

$$\frac{\partial C(Q)}{\partial Q} = c$$

El costo de las Firmas en la Franja está dado por:

$$C(q) = e + cq$$

El costo marginal es:

$$\frac{\partial C(q)}{\partial q} = c$$

La primer cuestión es revisar qué cantidad produciría la firma dominante si fuera un monopolista. Para este caso, las firmas de la franja no estarían produciendo, es decir, en la ecuación de demanda de mercado tenemos que $q = 0$, por lo que, la demanda de monopolio es:

$$P = a - bQ$$

El ingreso del monopolio está dado por la siguiente expresión:

$$R = PQ = (a - bQ) \times Q = aQ - bQ^2$$

El ingreso marginal está dado por:

$$\frac{\partial(aQ - bQ^2)}{\partial Q} = a - 2bQ$$

Fijando Ingreso Marginal = Costo Marginal.

$$IMg = a - 2bQ = c = CMg$$

$$-2bQ = c - a$$

$$Q^M = \frac{(a - c)}{2b}$$

La última expresión es la cantidad que produce el monopolio. Ahora, se necesita encontrar el precio al que se venda a ese nivel de producción que se obtiene substituyendo la cantidad que se obtuvo en la función de demanda de monopolio:

$$P^M = a - bQ = a - b \frac{(a - c)}{2b}$$

$$a - \frac{(a - c)}{2} = \frac{(2a - a + c)}{2} = \frac{a + c}{2} = P^M$$

Con respecto a los valores para las empresas en la franja, primero ha de calcularse la demanda residual, es decir, aquella que no puede satisfacer la empresa dominante. Para este caso, q es la variable es y a Q se le considera constante, pues ya fue calculada. La Demanda Residual queda especificada de la siguiente manera:

$$P = a - bQ - bq$$

Los ingresos de la franja son:

$$P = (a - bQ - bq) \times q = aq - bqQ - bq^2$$

El Ingreso Marginal es entonces:

$$\frac{\partial(aq - bqQ - bq^2)}{\partial q} = a - bQ - 2bq$$

Fijando Ingreso Marginal = Costo Marginal.

$$IMg = a - bQ - 2bq = c = CMg$$

de donde,

$$q = \frac{(a - c - bQ)}{2b}$$

En el modelo de Firma Dominante, se estipula la posibilidad de que el monopolista produzca a un nivel tal que no le sea rentable competir a las firmas en la franja dados los costos hundidos, que en el caso del sector eléctrico son sumamente significativos. Adicionalmente, la CFE actualmente no cuenta con la capacidad instalada para satisfacer la totalidad de la demanda eléctrica.

El beneficio de las empresas en la franja esta dado por:

$$\pi^F = Ingreso - Costo = aq - bQq - bq^2 - (e - cq)$$

$$\pi^F = (a - b(Q + q) - c)q - e$$

Ahora, substituyendo la cantidad óptima encontrada para la franja en la ecuación anterior se tiene:

$$\left(a - b \left(Q + \frac{(a - c - bQ)}{2b} \right) - c \right) \left(\frac{(a - c - bQ)}{2b} \right) - e$$

$$\frac{(a - bQ - c)^2}{4b} = e$$

$$Q^L = \frac{(e4b)^{\left(\frac{1}{2}\right)} - c + a}{b}$$

Esta cantidad es conocida como Cantidad Límite. Ahora, se necesita encontrar el precio asociado a esta cantidad, lo cual se obtiene substituyendo en la ecuación de demanda de mercado.

$$P^L = a - b \left(\frac{(e4b)^{\left(\frac{1}{2}\right)} - c + a}{b} \right)$$

$$P^L = c + 2\sqrt{be}$$

De forma gráfica, la Figura 4.7 muestra la demanda del participante dominante así como la demanda residual o del resto de las firmas junto con la fijación del precio.

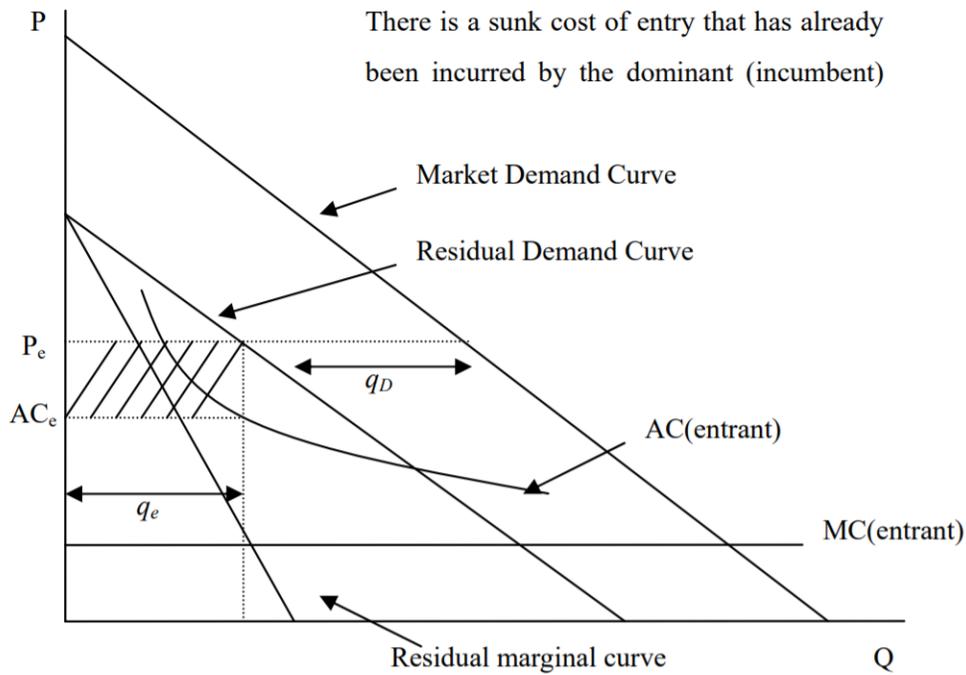


Figure 4.7: Participante Dominante
Fuente: (Weisman, 2011)

En suma, se quiere resaltar el hecho de que, la firma dominante sí maximiza sus beneficios pues selecciona tanto precio como cantidad donde su Costo Marginal es igual al Ingreso Marginal. Por su parte, las firmas de la franja reaccionan tomando ese precio y fijando la cantidad donde a ese precio, se intersecta con la curva de oferta de la franja. El mecanismo para el cual, el líder fija precio y los otros lo toman se asemeja mucho al sistema de asignación basado en mérito, en donde la última firma asignada fija el precio para todo el bloque. Como en este caso, por decreto o contrareforma energética las centrales de la CFE fijarían el precio, esta fungiría como la empresa líder y las firmas de la franja pasarían a ser los generadores privados, tanto de renovables como aquellas que utilizan combustibles fósiles.

4.5 Alternativas a la Potencial Pérdida de Incentivos.

Dado que los mercados complementarios a los mercados de corto plazo han sido mermados o anulados, siendo los mercados de corto plazo donde los generadores recuperan los costos variables, entonces, los participantes

del mercado se verán en dificultades para recuperar sus costos fijos, de donde, el mercado eléctrico mexicano se podría estar transformando en un mercado del tipo *Energy Only*, y por lo tanto, si no se permite que se restablezca las condiciones de mercado fijadas inicialmente o , puede haber un problema de *Missing Money*, como se describió en el capítulo inicial.

El resto del capítulo contiene algunas propuestas que podrían ayudar a aliviar la carga de la cancelación de las subastas a largo plazo. Note el amable lector que resolver este problema no cae dentro del objetivo inicial del proyecto, por lo que estas propuestas se quedarán como tales, es decir, no habrá estimaciones empíricas para ellas.

4.5.1 Aspectos legales que dan origen a las propuestas

Los aspectos legales que distinguen al MEM de otros mercados, algunos de los cuales ya han sido mencionados en forma escueta en los puntos anteriores, son los siguientes. Los primeros provienen de la Ley de la Industria Eléctrica, (Presidencia de la República, 2014), la cual, en sus artículos 104 y 105 establece lo siguiente:

1. Salvo que se especifique lo contrario, los siguientes puntos pertenecen al Artículo 104 de la LIE: "Los representantes de las centrales eléctricas ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles". Con ello, la cantidad que se manda en las ofertas es siempre fija, para un generador individual, salvo que reporte alguna falla o mantenimiento programado.
2. "Las ofertas que los representantes de Centrales Eléctricas realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en costos de dichas Centrales Eléctricas y Demanda Controlable, pudiendo ser menores a dichos costos, en los términos que definan las Reglas del Mercado". De Donde se infiere que para el grueso de las ofertas de generación, el precio es igual al costo, (costo marginal).
3. Con la finalidad de evitar que los generadores manden ofertas no basadas en costos, se establece que: "Los representantes de Centrales Eléctricas registrarán sus parámetros de costos y capacidades ante el CENACE". Estos parámetros son adicionalmente confirmados por los fabricantes de los equipos de generación. Los siguientes dos puntos advierten sobre las actividades de poder de mercado o de manipulación de precios.
4. "Se prohíbe a los integrantes del sector eléctrico la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados.
5. Artículo 105. "...se consideran prácticas monopólicas cualquier convenio, arreglo o coordinación entre Participantes del Mercado con la intención o efecto de restringir el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista".

Por lo anterior, no se trata de un mercado en competencia perfecta, pues tanto cantidad total como los precios tienen cierta fijeza.

De acuerdo con (CRE, 2015a), el diseño del mercado está establecido para que el generador recupere al menos sus costos variables en el mercado de Corto Plazo, y sus Costos Fijos los recupera en una serie de mercados dependiendo de su tecnología de generación, estos mercados son el de Potencia, Certificados de Energía Limpia (CELs).

Los generadores de energías renovables pueden emitir CELs de acuerdo a su capacidad instalada. Adicionalmente, los generadores que no utilizan renovables pueden emitir Potencia de acuerdo a su capacidad instalada. En contraparte, los consumidores (por ejemplo, centros de carga) están obligados a adquirir una cantidad de CELs y de Potencia proporcional a su consumo. Como hay una obligación de compra, hay una demanda de estos productos. Lo anterior genera incentivos para adquirir renovables, pues los CELs representan un ingreso extra, y ayudan a asegurar la confiabilidad del sistema, al adquirir Potencia, la cual es una garantía de disponibilidad de una cantidad predeterminada de energía eléctrica.

Adicionalmente, existen otros mecanismos adicionales que permiten tener un ingreso adicional, estos son otros Productos Asociados adicionales a los CELs y a la Potencia:

1. Derechos Financieros de Transmisión.
2. Servicios Conexos.
3. Demanda Controlable.

Otro factor que contribuye con la posibilidad de los generadores de recuperar su costo hundido es la posibilidad de firmar contratos con Usuarios Calificados y Suministradores de Servicios Calificados de forma bilateral. Asimismo, otro mecanismo que contribuye al ingreso de los generadores funciona de manera doble. La primera parte proviene de la asignación basada en mérito de por medio de la cual se despachan a las centrales eléctricas y también se les asignan precio. En este mecanismo las ofertas de generación se organizan de menor a mayor precio y se hace el corte cuando se ha satisfecho la demanda, pagando a todas las centrales el precio de la última central asignada. La ventaja la tienen las centrales asignadas que fueron de menor costo a la última, pues tienen un sobreprecio entre lo que ofrecieron al mercado y lo que el mercado les está pagando. La única central que no gana con esto es la última en ser asignada, pues esta solo gana lo que está ofreciendo, es decir, sus costos. En consecuencia, esta central no pierde pero tampoco gana. Ante esta disyuntiva y ante el problema de generar los incentivos suficientes para procurar la inversión constante en el largo plazo se incluyó lo siguiente.

El numeral 9.1.9 b) de las Bases del Mercado Eléctrico se establece un sobreprecio adicional. En la Primera Etapa del mercado de Corto Plazo, los precios marginales son: "el menor entre el precio que resulta del programa de despacho en dichos mercados y un precio tope...en los años 2016 y 2017 se fijará en el costo de producción de la Unidad de Central Eléctrica de mayor costo.", (Secretaría de Energía, 2015a). Sin embargo, esta situación cambia en el periodo de inicio del 2018 (enero) y el momento en que sea activado el Mercado de Segunda Etapa. Durante este periodo, el precio antes mencionado es multiplicado por un factor de 1.1 para conseguir un incremento al 110%, a 120% en Febrero y así sucesivamente hasta la entrada del Mercado de Segunda Etapa.

El fijar precio y cantidades podría quitar los incentivos a invertir en el futuro, o al menos, podría quitar los incentivos a competir dado que los generadores no pueden hacer ofertas estratégicas, y por ende, los generadores no pueden esperar del mercado de corto plazo más que recuperar sus costos variables y tal vez algún extra. Nótese que lo que se gana es que a los generadores les sea muy complicado involucrarse en conductas no económicas, lo cual es muy valioso. El hacer ofertas basadas en costos es muy benéfico para el consumidor en el corto plazo en tanto el precio que paga no es tan alto, pero en el largo plazo, los incentivos a hacer inversiones tan cuantiosas por parte de los generadores podrían ser más débiles. Si a esto se le adiciona que el mercado de Potencia o el de Largo Plazo no cumplieran sus objetivos o se comenzaran a cancelar subastas, como ya ha ocurrido, los generadores podrían no recuperar sus costos fijos y en el largo plazo podría no estar garantizado el abasto a un precio competitivo. Es por esto que el fijar el precio podría no ser la mejor idea cuando se considera que no va a haber subastas de largo plazo y cuando las condiciones están cambiando para favorecer a la CFE.

La razón de sospechar que la inversión vaya a ser insuficiente proviene de que, cuando hay muchas empresas compitiendo, estas bajan sus precios, producen más, ofrecen mejores servicios y de mejor calidad con tal de ganar el favor del consumidor. Con la intención de mantenerse a flote, reducen costos invirtiendo en tecnología eficiente. Pero lo contrario no necesariamente lleva a la eficiencia, es decir, fijar Precio igual a Costo Marginal y la cantidad a aquella producida en el caso ideal de competencia perfecta, no necesariamente implica que los participantes de mercado estarán peleando o compitiendo para quedarse con una porción de mercado, de hecho, lo opuesto podría ocurrir, pues en competencia perfecta saben que si no pelean, el mercado los saca, pero aquí simplemente no pueden pelear, una vez que construyen su planta eléctrica, su costo de generación es fijo para una cantidad de electricidad dada, por tanto, el precio que ofrece al mercado es fijo, es decir, no puede competir más allá de mandar la misma oferta.

En contraste, si el precio fuera libre, el generador podría mandar ofertas por debajo de sus costos para ser asignado, y lo mismo harían el resto de los competidores, habría competencia real. El que manden ofertas

por debajo de sus costos forzaría a los participantes a adquirir en el futuro las centrales de menor costo y en general más eficientes posibles. Por otro lado, también podrían de vez en vez, mandar ofertas más altas, cuando el mercado lo permita, con la finalidad de recuperar costos fijos.

Finalmente, no es menos importante mencionar que el cambio de administración presidencial en México ha traído también un cambio en la ideología respecto al manejo del sector energético. Algunos de los puntos establecidos en el mercado eléctrico no operarán como se tenía planeado. Por ejemplo, se ha cancelado la última subasta eléctrica, lo cual implica que algunas de las plantas que se tenían planeadas para adición en el futuro podrían no materializarse.

Por otro lado, se ha hecho mención en el discurso oficial de la intención de reparar y restablecer plantas que estaban por ser decomisionadas basadas en el uso de combustóleo, carbón o diésel, además de hidroeléctricas^{51 52}. Típicamente, dadas las condiciones de demanda y dadas las restricciones técnicas, el modelo de generación se corre para realizar la optimización y el modelo asigna la cantidad de cada tipo de energía a producir. Si ahora, parte de las plantas que se van a incorporar a la matriz están dadas de forma exógena, esto traerá consecuencias para el modelo en términos de reasignación de capacidad, posiblemente a unidades limpias dado que las que se están tratando de restablecer son muy contaminantes.

En suma, se tiene un mercado donde el precio y cantidad tienen cierta fijeza, donde la principal consecuencia de competencia perfecta, $P = CMg$, podría no cumplirse, donde la estructura de mercado es en principio, un oligopolio. El resumen de todos los puntos anteriores es el siguiente:

1. Producto Homogéneo.
2. Por ser homogéneo, se manda a un *pool* donde se distribuye.
3. No puede almacenarse.
4. Elasticidad Precio-Demanda muy inelástica
5. Oferta y Demanda deben de estar balanceados en todo momento, por ello, esta tarea no se deja al libre mercado.
6. Se establecen Mercados de Largo Plazo y de Potencia, para dar certidumbre a las inversiones; asimismo se establecen mercados de Corto Plazo para balance de energía.

⁵¹Sígler, Edgar. "La CFE Destinará 34,310 mdp para Resucitar sus Plantas más Contaminantes". *Expansión*. Diciembre 15, 2018. Disponible en <https://expansion.mx/empresas/2018/12/15/cfe-destinara-34-310-mdp-resucitar-plantas-contaminantes> Accessed, May 2020.

⁵²Solís, Arturo. "AMLO Apuesta por el Carbón para Producir mas Electricidad". *Forbes*. Diciembre 24, 2018. Disponible en: <https://www.forbes.com.mx/amlo-apuesta-por-el-carbon-para-producir-mas-electricidad/> Accessed, May 2020.

7. Al parecerse la industria eléctrica a un monopolio natural, tiene curvas de costo marginal decreciente, la cual podría no tocar al costo promedio.
8. Un monopolio natural no puede fijar precio en costo marginal pues no recuperaría sus costos fijos.
9. Supuestos de Competencia Perfecta no se cumplen en su totalidad.
 - No hay muchos competidores.
 - Hay barreras a la entrada.
 - Hay restricciones a los precios.
 - No hay información perfecta.
 - No hay movilidad perfecta de los factores de producción
 - No hay ausencia de costos de transporte
10. Generadores están obligados a ofertar su capacidad instalada total.
11. Generadores están obligados a hacer ofertas basadas en costos, para lo cual, CENACE revisa la concordancia de las ofertas con los parámetros técnicos de los generadores.
12. La fijeza del precio podría ocasionar la ausencia de incentivos a la inversión o innovación. No negamos ni minimizamos el que esta fijeza también tiene como beneficio el evitar manipulación de mercado.
13. Diseño de mercado hecho para que los generadores recuperen costos variables en Mercado de Corto Plazo.
14. Diseño establece que los Costos Fijos se recuperan por medio de la venta de CELs, Potencia, Derechos Financieros de Transmisión, Demanda Controlable o Servicios Conexos.
15. Generadores tienen un posible sobreprecio entre la diferencia de el precio de mercado de la última unidad en ser asignada menos su precio ofertado.
16. Se establece un sobreprecio de 10% mensual desde enero del 2018, hasta la entrada del mercado de segunda etapa.

4.5.2 Síntesis del Problema

En muchos aspectos, la industria eléctrica se asemeja a la de un Monopolio Natural, a pesar de haber sido liberalizada, ciertos aspectos continúan siendo un reto. En particular, no se puede fijar el precio en el costo marginal, aun si se fijara en Costo Promedio, podría no resultar atractivo a los inversionistas, pues estos no tienen formas de recuperar todos sus costos, (dePalma and Monardo, 2019). Adicionalmente, podría ser

posible que el esquema de fijar precios no asegure competencia entre los participantes del mercado, competencia que lleve a reducir precio.

Por otro lado, aspectos intrínsecos a la industria hacen que no se cumplan algunos de los supuestos ideales con los que se modelan los programas de adición y reemplazo, siendo el principal supuesto que no se cumple el de competencia perfecta, de donde, el mejor precio podría no ser igual al del Costo Marginal, y la pregunta es ¿qué precio hace que el mercado sea sostenible con el menor respaldo gubernamental que sin embargo, es el de menor costo para los consumidores?

Adicionalmente, los cambios mencionados al mercado eléctrico por la administración del presidente López Obrador han traído como consecuencia, un posible incremento de costo de hasta casi el doble respecto de lo más bajo que pudo ofrecer la iniciativa privada mediante el mecanismo de subastas, una concentración de mercado de al menos 50% de la CFE y potencialmente de hasta de 70%, así como de una posible restricción a la cantidad de energías renovables que se implementen en el sexenio. Un último problema es que, como se ha mencionado, algunas de las centrales eléctricas obsoletas y contaminantes no van a ser descomisionadas, sino que van a ser reparadas para servir más tiempo. De ser así, se debe de hacer nuevamente el programa de Adición y Reemplazo.

4.5.3 Objetivo

Se desea encontrar los incentivos adecuados para que el mercado funcione correctamente en términos de una fijación de precios aceptable para los consumidores que a su vez, permita que el mercado funcione en términos de no hacer pagos compensatorios como aquellos de suficiencia de ingresos o cualquier otra forma de compensaciones provenientes del erario público a las empresas, es decir, se desea que estas tengan los incentivos monetarios suficientes para invertir en plantas de alta tecnología, menos contaminantes y de mayor eficiencia térmica.

Asimismo, se desea determinar la estructura de mercado que mejor representa un mercado con las condiciones que se están implementando a nivel federal (es decir, respecto a la administración que comenzó en 2018), uno donde la CFE tiene posición preponderante, se debilita las reglas de mercado y donde posiblemente, se estimule a la CFE genere incluso el 70% del total de la electricidad a pesar de sus altos costos de generación respecto de aquellos de la iniciativa privada.

4.5.4 Planteamiento de la Necesidad.

Ante la posibilidad de cancelación de subastas de largo plazo, ante la posibilidad de no reemplazar plantas que habían sido estipuladas para ser eliminadas y ante la posibilidad de falta de incentivos a la inversión en tecnología de generación de punta de la forma en como se haría en competencia perfecta, se propone lo siguiente:

1. Mantener la cantidad fija como se haría en competencia perfecta.
2. Dejar el precio libre, i.e. no necesariamente en Costo Medio pero topado y monitoreado.
3. Eliminar sistema de tarifas al consumidor final para que este pague el precio de mercado basado en nuevas tarifas divididas por grupo de consumo.
4. Creación de sistemas de información en tiempo real que permita al consumidor saber minuto a minuto el precio de la electricidad que esta consumiendo para su grupo de consumo (Consumidor de Hogar A,B,C, Consumidor Industrial A,B,C etc). Con esto se esperaría hacer la curva de demanda menos inelástica.
5. Si el liberar el precio redundaría en precio mucho más alto que el de Costo Medio + sobreprecio, se puede mandar este sobreprecio a un fondo de inversión, propiedad de los generadores (de manera similar a una Afore) mediante el cual ellos ahorran dinero para pagar futuras inversiones en plantas generadoras. Esta cantidad no se les podrá entregar para realizar otra compra distinta a inversión en el MEM. Lo cual los forzaría a mantener su dinero en esta industria. En lo sucesivo, se planteará la idea general de estos fondos.

Observación: Los puntos expresados en los bullets anteriores comprenden únicamente planteamientos generales, y no afirmamos que se deban de cumplir estos puntos para que las propuestas funcionen, de hecho, las propuestas mismas son las que se expresarán a continuación y tienen cierta independencia con estos puntos.

4.5.5 El Origen de la Propuesta: Posibles Ingresos Insuficientes y Falta de Incentivos a Eficiencia

Una de las cuestiones que más sobresalen en el marco legal referente al mercado eléctrico, es lo estricto que es en lo que se refiere a manipulación de precios y poder de mercado. Los generadores están obligados a hacer ofertas basadas en costos, de donde, la pregunta que surge es, ¿Qué beneficio obtiene un generador privado en un ambiente donde sus ganancias podrían ser tan limitadas? Parte de la respuesta viene de la forma en cómo México asigna el precio de la energía eléctrica, que es mediante el precio del último generador en ser asignado, y es este precio el que se le paga a todos los generadores seleccionados, a pesar de que otros

hayan ofertado precios más bajos.

El método anterior genera ganancias en tanto el último generador asignado tenga precios altos, pero ¿qué pasaría cuando en el futuro, en donde se planea una porción importante de electricidad sea generada mediante eólica o fotovoltaica? Estos tipos de plantas tienen Costos Marginales muy bajos, así que, en principio, lo que podría ocurrir es que el último generador en ser asignado, sea alguno de energía renovable y la energía tenga un precio demasiado bajo (ignorando aquí los costos de transmisión y congestión). Pero, si este es el caso, los generadores no tendrían incentivos para invertir en futuras plantas, lo que llevaría a un problema de *desinversión*.

Dados los problemas anteriores, México optó por crear mecanismos de compensación adicional, que además tienen otras funciones como aportar confiabilidad al sistema, estos son los Mercados de Potencia, Certificados de Energías Limpias y Mercados de Largo Plazo.

Por otro lado, de acuerdo con la Ley de la Industria Eléctrica, La liberalización del mercado tiene por objetivo “promover el desarrollo sustentable de la industria eléctrica y garantizar su operación continua, eficiente y segura en beneficio de los usuarios, así como el cumplimiento de las obligaciones de servicio público y universal, de energías limpias y de reducción de emisiones contaminantes”, (Presidencia de la República, 2014). De acuerdo con (Secretaría de Energía, 2018d), los objetivos de la reforma al sector eléctrico son:

1. Reducir los costos del servicio.
2. Promover la inversión.
3. Impulsar las energías limpias.
4. Democratizar los beneficios.

Al promover la competencia y costos menores, en principio, se tendrá una mejora de la competitividad de la industria y comercio.

Como ya se mencionó, con la finalidad de evitar manipulación de precios o alguna otra forma de ineficiencia de mercado, la legislación Mexicana estipula que las ofertas estén basadas en costos y que se deba ofertar la potencia total de la planta en el mercado de corto plazo. De esta forma, el generador puede recuperar sus costos variables pero no sus costos fijos.

Vale la pena hacer énfasis el que en un mercado se force a los generadores a hacer ofertas basadas en costos no es algo universal, de hecho, varios mercados como PJM Interconnection no fijan el precio en el

costo marginal. El hacerlo conlleva dificultades y otras restricciones, para comenzar, no siempre es sencillo determinar el costo marginal de forma exacta dado que es complejo estimar los costos de encendido y apagado, costos de oportunidad de vender la energía en otro lado así como sus costos fijos y otros gastos variables de último minuto que puedan surgir. La otra razón es que si las autoridades comienzan a poner demasiados candados a poder de mercado podrían terminar ahuyentando la inversión, esto se debe a que si los obligan a ofertar costos y no hay suficientes mecanismos para compensar costo fijo se limitan las ganancias de los inversionistas, si su margen no tiene la posibilidad de ser suficiente, entonces los inversionistas podrían preferir poner su dinero en otro proyecto, lo cual podría redundar en desinversión para la industria.

Aunado a lo anterior se encuentra lo referente a precios de escasez como moderador de oferta y demanda en el mercado: si un generador oferta un precio más alto que sus costos, no necesariamente implica poder de mercado, sino que puede ser una señal de que hay poca oferta en el mercado respecto a su demanda, lo cual intenta explotar. Si hay capacidad instalada suficiente fuera de línea, el precio alto atraerá a otros generadores que eventualmente satisfarán la demanda y regularán el precio, este mecanismo de señalización se le conoce como *scarcity-pricing*. De hecho, si hubiera un mecanismo de comunicación eficiente del precio en tiempo real a los consumidores, de tal forma que la demanda no fuera tan inelástica, entonces este mismo mecanismo de precios podría influir en la demanda, no solo en la oferta. Todo lo anterior lleva a que cuando un mercado prefiere basar sus ofertas en costos, deban de existir una serie de mecanismos complementarios donde los generadores recuperen sus costos fijos, (Cain and Lesser, 2007).

Como se mencionó anteriormente, de no obtener los incentivos adecuados, el generador no invertirá en mejores tecnologías pero tampoco se puede permitir un cobro excesivo, en tanto que la industria eléctrica es estratégica en el país, de donde, el reto para los reguladores es encontrar el balance entre cobro justo para los consumidores y ganancias justas para los generadores⁵³. Los puntos anteriores dan lugar a las propuestas que se presentarán en lo sucesivo, comenzaremos presentando los supuestos que les atañen.

4.5.6 Supuestos de la Propuesta

1. Cantidad fija en aquella donde Costo Marginal y Costo Promedio se intercepta en competencia perfecta.
2. Precio libre.
3. Creación de sistemas de información con la finalidad de que el consumidor pueda tomar decisiones informadas y la demanda sea menos inelástica.

⁵³son justas en el sentido de que se tengan los incentivos suficientes para continuar invirtiendo en nuevas plantas sin que esto redunde en tener que pagar precios excesivos a los generadores

4. Industria en principio con Dos Firmas (extendible a n firmas).
5. Demanda de mercado $x(p)$ continúa, estrictamente decreciente e inelástica.
6. Ambas empresas tienen costos marginales similares e iguales a c .
7. Ambas firmas fijan su precio de forma simultánea. Esto se hace porque así lo requiere CENACE.

La finalidad de tratar de hacer el precio libre es que el generador tiene incentivos para hacer más cuando:

1. Si no lo hace, le quitan lo que tiene (no lo asignan).
2. Si les pagan más por un mayor esfuerzo (Merit Order) se les paga más por arriesgarse a hacer propuestas más bajas y apostar que se asigne una central con costos marginales altos).

Adicionalmente el mecanismo de formación de precios basado en mérito basado en costos no produce beneficios cuando hay muchas plantas de energía renovable, se les paga muy poco. Pero si el precio es libre y no esta basado en costos, entonces pueden ofertar lo que quieran, aunque siempre habría precios tope.

Si las ofertas son muy altas, mayores a los precios tope, se puede pagar el tope o el excedente entre la oferta y el precio tope mandarlo a un Fondo de Inversión, donde los generadores no pueden retirar ese dinero sino que solo lo pueden usar para comprar capacidad futura.

4.6 Incentivos a la Competencia

Hasta el momento, de acuerdo con lo que nos dice el modelo de Bertrand, parece que liberar el precio es una muy mala idea. Al permitirle a los participantes mandar ofertas con precio libre, en principio sí se cumple el objetivo de hacer independiente y atractivo al mercado en tanto los generadores tienen el ingreso suficiente para recuperar costos variables y muy posiblemente sus costos fijos, pues tienen ingreso de monopolistas. Sin embargo, el precio al consumidor claramente es muy alto.

Adicionalmente, en todos los casos donde se revisa por medio de Bertrand, el problema subyace en que estando en la estrategia en donde todos los jugadores fijan precio de monopolista, nadie tiene incentivos a traicionarse, esto en el caso donde no hay fin a la vista (repeticiones infinitas) que es el caso más adecuado para el Mercado Mexicano.

Dado lo anterior, es menester hacer una adición al modelo que haga que al menos uno de sus jugadores se desvíe de lo que antes era el Equilibrio de Nash (P^M, P^M) . En general, se puede pensar que los agentes económicos tienen incentivos a hacer más cuando, si no lo hacen se les quita lo que tienen o cuando, si lo

hacen se les paga más por el esfuerzo extra. En el caso del MEM, tal vez sería una mejor idea comenzar con esta última idea con la finalidad de no ahuyentar a los siempre nerviosos inversionistas.

4.6.0.1 Propuesta 1: Fondo Jackpot del remanente del Merit-Order

Dado que de acuerdo con Bertrand, el equilibrio de Nash en juegos infinitos es ofrecer precio de Monopolio, la finalidad de este fondo es hacer que los jugadores tengan incentivos a traicionarse. Como la asignación de pagos en el sistema basado en mérito paga a todas las unidades asignadas el precio que ofertó la última unidad, entonces podría haber un remanente desde las ofertas más bajas hasta el precio máximo.

Como se puede apreciar en la Figura 4.8, el área en azul (claro), es el excedente que se les paga a todos los generadores asignados. De este excedente se podría tomar un porcentaje para crear el fondo Jackpot.

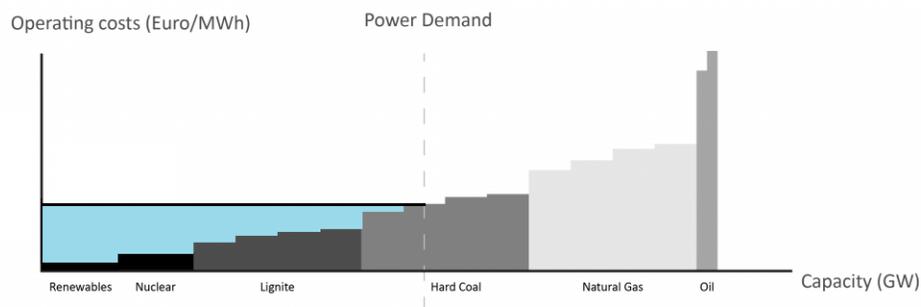


Figure 4.8: Ejemplo de Remanente de la Asignación Basada en Mérito

La idea es crear un fondo con este remanente de la siguiente manera. Si el precio de la última unidad en ser asignada es mayor a el costo marginal entonces:

1. Toma el 25% del remanente para el fondo si $P = (1 - 1.4) * CMg$
2. Toma 50% del remanente para el fondo si $P = (1.41 - 60) * CMg$
3. Toma 75% del remanente para el fondo si $P = (1.61 - 0.8) * CMg$
4. Toma el 100% del remanente para el fondo si $P > 0.8 * CMg$

Los porcentajes pueden ser adaptados para que procuren rangos de precios más altos o más bajos. La primera hora o día en que se toma el fondo no se le asigna a alguien sino hasta el siguiente periodo.

Una vez que se ha hecho la asignación basada en mérito (organizados por precio de menor a mayor hasta satisfacer la demanda), al último generador asignado se le hace saber que es aquel que decide el precio y se le dan las siguientes opciones si el precio es mayor que su costo marginal.

1. Traicionar y fijar el precio en su Costo Marginal: De hacer esto, el último generador se queda con el 50% del fondo.

Traicionar y fijar el precio \ll muy por debajo de su Costo Marginal: En este caso recibe el 100% del fondo.

No Traicionar, en tal caso se junta este remanente con el pasado para la subasta del siguiente periodo.

El resto de los jugadores no saben quien fue el último asignado.

Contraestrategia: Si alguno de los generadores ofertó sus costos o menos de sus costos, se le paga su costo marginal a pesar de que el precio establecido por el último en ser asignado sea menor que los costos marginales del generador que ofertó sus costos.

4.6.0.1.1 Posibles fallos y alternativas para corregirlos Los jugadores podrían coludirse, mandar ofertas de cero, salvo el último quien manda una oferta a precio alto, este traiciona y el remanente se lo reparten entre todos. A decir verdad, esto sí es una posibilidad que podría complicar el funcionamiento del sistema. Sin embargo, estos jugadores no tienen la certeza de que el último en ser asignado vaya a ser de su cártel, si hay muchos competidores, bien podría ser cualquier otro participante de mercado el cual podría traicionar y quedarse él solo con todo el remanente, así que esta estrategia de colusión no es infalible para los participantes que quieren hacer trampa, pues rara vez hay seguridad de que tan alto debe de ser el precio para ser los últimos en ser asignados, y esto mismo se complica más cuando hay muchos competidores en el mercado.

Otra posibilidad es que, como se muestra en la Figura 4.9, si hay pocos participantes, todos se repartan la demanda, y todos fijen el mismo precio a una cantidad muy grande. Si este es el caso, cualquiera de ellos sería el último en ser asignado y por tanto, aquel que fije el precio, de donde, si previamente hubo un acuerdo entre ellos podrían no traicionar y recibir todos el mismo precio o traicionar y como en el caso anterior, repartirse el excedente entre todos, lo cual resultaría menos sospechoso. Como lo anterior es una posibilidad muy realista, habría que establecer precios tope, como se hace en el grueso de los mercados eléctricos.

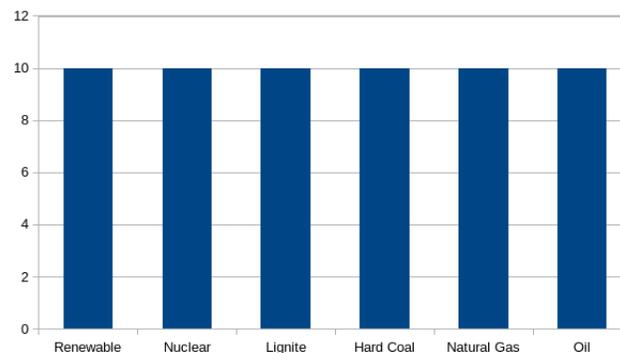


Figure 4.9: Posible Colusión entre Oferentes

Por otro lado, la posibilidad de hacer trampa se complica más mientras hay más jugadores pues todos querrán tener el fondo para ellos solos y la coordinación de estrategias es más compleja.

A pesar de que el equilibrio de Nash es que existe, podría involucrar aleatoriedad. Para comenzar, en el caso de Repeticiones Infinitas, el equilibrio debe de estar por arriba del promedio del costo marginal de los participantes, de lo contrario, en el largo plazo todos tendrían pérdidas y no tendrían incentivo a participar. Como los participantes son racionales, anticiparán esta situación y podrían crear un acuerdo tácito en el que saben que no deben de traicionar muy a menudo, o bien, si se traicionan, no deben de poner el precio muy por debajo. Por ende, no es cierto que cada vez que a la última unidad generadora asignada se le ofrece traicionar, esta lo hará. A la vez que este mecanismo no es perfecto, lo que o sí logra es que el precio no sea tan alto constantemente, como sí habría sido en caso en repeticiones infinitas de acuerdo con el modelo de Bertrand.

Otra cuestión que surge es que, si el fondo comienza acumular una cantidad de capital considerable, todos los participantes podrían estar interesados en conseguirlo. Los resultados dependen de si los jugadores son o no cooperativos. Si lo son, el resultado ya se discutió anteriormente, se reparten el fondo. Si no son cooperativos, todos pueden comenzar a hacer ofertas altas con la finalidad de ser ellos la última unidad en ser asignada y con ello quedarse con el fondo, lo cual, tendería a levantar el precio de la electricidad, lo cual va en contra del objetivo del incentivo.

En este sentido, lo que está haciendo el fondo es compensar al menos eficiente, al que ofrece más caro, pues es este al que se le ofrece la posibilidad de traicionar, por ende, con la finalidad de premiar un esfuerzo de ofrecer precios bajos, y no lo opuesto como en este caso, se podría ofrecer el fondo (la posibilidad de traicionar) a aquel generador que en tal bloque de electricidad ofreció el precio más bajo, así como los generadores estarían compitiendo para quedarse con el fondo, el precio de las ofertas iría a la baja.

Algunos comentarios finales en esta sección son que, podría ser necesario que las asignaciones sean secretas con la finalidad de evitar que el ambiente entre los generadores se vuelva muy hostil. Adicionalmente, podría ser necesario restringir la operación de este mecanismo a las horas pico o de carga intermedia, en el resto es mucho más barato generar y hay menor volatilidad.

4.6.0.2 Propuesta 2: Rebate para Transacciones Bilaterales

En los mercados de Alta Frecuencia, como el *New York Stock Exchange* (NYSE) o el *National Association of Stock Dealers and Automatic Quotation* (NASDAQ) hay una modalidad en la que aquellos participantes

de mercado que aportan liquidez se les paga una cuota pequeña por cada acción, esta cuota se le cobra a la contraparte de la transacción, la cual está retirando liquidez del mercado.

Aquí, todo depende del concepto de aportar liquidez, el cual, en estos términos se refiere a aportar ofertas que no existían antes y que no sean de ejecución inmediata. Por ejemplo, imaginemos que el precio de mercado de una acción es de \$25.53 con un bid de \$25.51 y un ask de \$25.54. Suponga que hay dos personas interesadas en comprar 500 acciones de este activo, Karina quien está dispuesta a pagar a lo más \$25.56 y Pedro quien está dispuesto a pagar a lo más \$25.52. Karina obtiene sus acciones enseguida, pues lo que oferta es más alto que el precio de Ask, por ende el sistema automático de cruce de ordenes asigna la orden de Karina con la de aquella persona que está vendiendo.

Por otro lado, la orden de Juan no se ejecuta de inmediato, pues el precio máximo que ha ofertado no llega al precio de mercado. Al no ejecutarse su orden de inmediato, esta aportando opciones extras a las que ya existían en términos de que hay otros precios a los que otros participantes quienes venden acciones podrían eventualmente acceder. Es en este sentido que se dice que Pedro está aportando liquidez, de tal forma que si alguien eventualmente coincide con su orden, a Pedro se le paga una cuota conocida como *rebate*, y esta cuota se le cobra a su contraparte por haber retirado liquidez del mercado (siempre y cuando la contraparte no haya usado una orden límite).

Se podría diseñar un sistema similar para las Transacciones Bilaterales. Para comenzar, en Transacciones Bilaterales, los oferentes y demandantes de electricidad realizan un acuerdo y este solo lo informan a las autoridades sin que estas intervengan. En esta propuesta, se podría hacer un sistema de negociaciones similar al de NASDAQ en el cual los oferentes suban sus ofertas a capacidad total (tal cual como se hace hoy, las ofertas se subirían ofertando la totalidad de capacidad de planta).

En el sistema, existiría un *Order-Book* similar al de NASDAQ, visible para todos, en donde los participantes ofertan y demandan electricidad de forma bilateral. El rebate vendría dado con la finalidad de incentivar precios menores. Suponga que se tiene el siguiente segmento de precios para la Oferta:

1. Generador A 15MW a \$7.
2. Generador B 10MW a \$6.5.
3. Generador C 14MW a \$6

Primero que nada, la complicación que surge es cómo asignamos estas ofertas de generación a los diferentes demandantes, es decir, es obvio que todos los demandantes van a querer la oferta más baja, pero ¿quién

se la queda?, podría ser el primero en agendarla en el sistema, lo cual dependería de que el *broker* tenga una infraestructura sofisticada, como los de alta frecuencia, de donde surgen al menos dos opciones:

La primer opción es hacer el cruce libre, en donde, si alguien ve una propuesta que vaya de acuerdo a sus necesidades tenga derecho a adquirirla. Como segunda opción, se puede pagar un *Rebate* a quien ofrezca liquidez al mercado, pero solamente por el lado de la oferta y más importante que todo, solamente a precios inferiores a los de mercado o $Precio \leq CMg + Markup$ Donde el Markup puede ser definido previamente por el regulador, por ejemplo, %15. Entonces, se paga rebate a las ofertas límite que aporten liquidez en el sentido antes descrito, pero con un límite superior de precio como se acaba de estipular, de tal forma que el generador no tenga tantos incentivos para ofertar muy por encima de sus costos. Este rebate, al igual que en el NASDAQ, se le cobra a su contraparte en forma de comisión.

Otra opción es usar el derecho de elegir oferta entre los participantes como un premio al buen comportamiento de los generadores por haber ofertado precios cercanos a los Costos, o incluso inferiores. El premio es entonces que ellos tengan prioridad en elegir las ofertas bilaterales más baratas. Una primera posibilidad es en una especie de re-aseguro, en donde ellos mismos pueden comprar energía en un mercado que no es el de Día en Adelante, ni el de Tiempo Real, esto como compensación por si existiera la eventualidad de no pudieran hacer frente a un compromiso de asignación dada alguna falla en su planta o algún otro imprevisto. Adicionalmente, podrían acceder a este mercado de forma especulativa, si a los generadores se les asignó entrar a la hora 15:00, por una cantidad de 7MW, la cual le cuesta generar $CMG = \$8$, entonces el generador podría entrar al mercado de transacciones bilaterales y comprar 7MW generación a \$6 y obtener la diferencia como ganancia.

Todo lo anterior esta sujeto a las retriicciones técnicas de una planta generadora, como son la capacidad de Rampa, sus altos costos dependiendo del combustible usado, etc. Por otro lado, el costo de enviar ofertas al sistema electrónico de negociación de Ofertas Bilaterales tendría que ser muy bajo. Finalmente, la creación de este incentivo asume que de inicio se crean ordenes límite similares a las de los mercados de alta frecuencia, en donde se oferta un límite de precio máximo o mínimo dependiendo sea el caso.

4.6.1 Alternativas a los Mercados de Largo Plazo

Los mercados de largo plazo tienen como una de sus finalidades el asegurar la construcción de centrales eléctricas para satisfacer la demanda futura, (Pierpoint, 2020) . Como en general es costoso construir una central eléctrica, además de que toma mucho tiempo, estos mercados tienen vencimientos en general mayores a 5 años y en ocasiones incluso más de 10 años. Lo anterior hace posible una correcta planificación del sistema de generación.

Por otro lado, de acuerdo con (Crampton, 2017), existen mercados que no poseen mercado de largo plazo y sin embargo funcionan bien en tanto usualmente hay inversión en construcción de capacidad de generación nueva. Cuando no se posee un mercado a largo plazo se les denomina *Energy-Only-Markets*, y en general, se confía en que las señales de los mercados en Tiempo Real y de Día en Adelanto sean suficientes para la formación de precios y para la creación de incentivos de inversión futura.

Como ya se mencionó, un ejemplo de un mercado *Energy-Only* exitoso al es el caso de ERCOT. Sin embargo, la existencia tanto de los Mercados de Largo Plazo, como de los de Potencia tienen una razón de ser, y el que ERCOT sea exitoso se debe en buena medida a características particulares de Texas que no necesariamente existen en otros lugares, como en México, entre estas características se tiene, el ambiente atractivo y certero para empresarios, el cual se mantiene sin importar el cambio de administración gubernamental, hay una abundancia de combustibles fósiles, así como de disponibilidad suficiente para incorporar aerogeneradores y centrales fotovoltaicas; existe mucha capacidad de transmisión y un ambiente regulatorio amigable, (Crampton, 2017). A continuación, se muestran algunas alternativas que podrían ayudar a compensar la pérdida del Mercado de Largo Plazo en México.

4.6.1.1 Propuesta 3: Fondo Merit-Order para Largo Plazo.

Cuando los precios estén cerca de un porcentaje definido del precio tope, entonces la diferencia entre el precio del merit-order y el *lower-limiter* del precio se va a un fondo de Capacidad. La idea es forzar una pequeña cantidad de dinero a un ahorro que solamente se puede utilizar en la construcción de nuevas plantas. La idea de este fondo es que sirva de manera similar a los AFORES. Primero que nada, a diferencia de los fondos anteriores, la cantidad de dinero que se va al fondo sigue siendo propiedad de los generadores que mandaron la oferta.

El dinero en este fondo se mandaría a un fondo de inversiones que se asegurarían de estar capitalizando el dinero con condiciones preestablecidas, como nivel de riesgo y rendimiento, combinación de activos de rendimiento fijo/variable etc. Cuando los participantes de mercado lo decidan, pueden retirar este dinero pero únicamente se puede gastar en la construcción de Capacidad generadora.

Dado que posiblemente ningún participante por si solo logre ahorrar lo suficiente para construir una central eléctrica, dado su alto costo, estos recursos pueden combinarse en un esquema de inversión compartida con otros generadores y/o otros participantes de mercado. A continuación se mostrará un ejemplo para explicar mejor el funcionamiento.

Suponga que para el periodo de las 15 : 00 – 16 : 00 hrs, el precio por MWh es de $\$5MWh$. Supongamos que el precio de generación de la última unidad en ser asignada es de $\$4.7MWh$ y que, en este ejemplo, el umbral es del 15% desde el precio tope, es decir desde $0.85 * Precio - Tope = Umbral - Inferior$ también denominado *Lower-Limiter* hasta $1 * Precio - Tope$ es el rango en donde los remanentes se mandan al fondo. Por último, suponga que para esta hora se están requiriendo $17MW$.

Como se muestra en la Figura 4.10, hay un precio tope, y es solo el remanente dentro del área de precios altos lo que se manda al fondo.

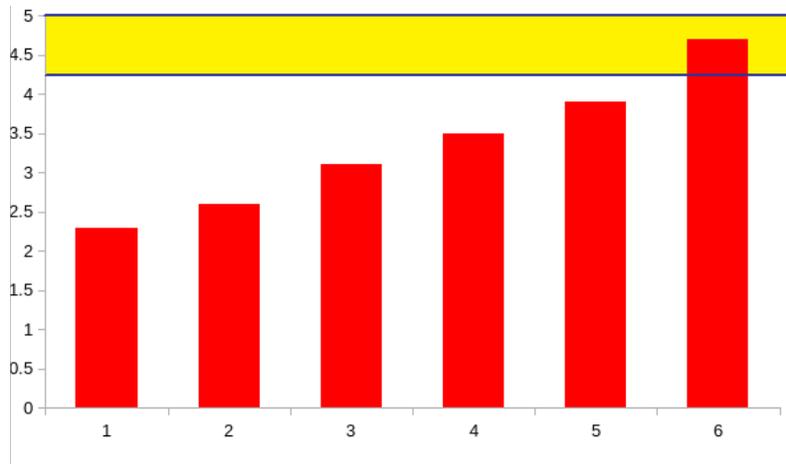


Figure 4.10: Margen de donde se toma del excedente para el fondo.

Para nuestro ejemplo, el umbral inferior es $0.85 * \$5 = \4.25 y el umbral superior es de $\$5$, entonces, lo que se tomaría para el fondo es el precio de la última unidad en ser asignada $\$4.7$ menos el precio del umbral inferior $\$4.25$ para obtener $\$0.45$, esta cantidad se multiplica por la cantidad de energía requerida, $17MW$ para obtener $\$0.45 * 17MW = \7.65 que se van al fondo y, se reitera, este dinero es propiedad estricta de aquellos que realizaron la oferta, los generadores. Los porcentajes pueden cambiar para ser más atractivos, en este apartado solo se han utilizado estos valores con la única finalidad de ser un ejemplo representativo.

Una alternativa es que, si el Gobierno Federal adoptara como objetivo algo todavía más ambicioso que los objetivos de la Ley General de Cambio Climático, como los que (Martin-del Campo et al., 2018) denominan *Deep-Decarb* o *Net-Zero*, es decir, poder incluso llegar a la casi total eliminación de las emisiones, entonces, este fondo podría reformularse para centrarlo en capacidad estrictamente renovable o para construir centrales de almacenamiento que den flexibilidad al sistema y que permitan una alta penetración de renovables. El hacer esto, traería mucha independencia del sistema eléctrico de las compras de Gas Natural que se hacen principalmente a Estados Unidos.

4.6.1.2 Fondo de Capacidad-Crowdfunding

¿Qué es *Crowdfunding*? Se puede entender como "La practica de fondear un proyecto o emprendimiento obteniendo dinero de una cantidad grande de personas, cada una de las cuales aporta una porción relativamente pequeña" ⁵⁴. De hecho, hay que hacer una matización en este punto, actualmente el concepto de crowdfunding es tan amplio y tan desarrollado que no necesariamente es necesario que se incluya una cantidad grande de personas como inversionistas, de hecho, una definición más general es "la contribución de un monto financiero a proyectos, productos o ideas de negocios por una cantidad de individuos para recibir fondeo", (Bouncken et al., 2015). En esencia lo que se intenta en nuestro caso es atraer inversores por medio de un tipo especial de crowdfunding, para promover pequeños o grandes inversores a participar en el Mercado Eléctrico Mexicano (MEM).

De la forma en como esta constituido actualmente el MEM, solo pueden participar en la construcción de nuevas centrales participantes previamente registrados y aprobados por los diversos reguladores, es decir, no pueden participar por ejemplo, familias de clase media con algún excedente, o inversores foráneos sin ser participantes del MEM. La idea es hacer el acceso a la inversión tan simple como sea posible a cualquier persona con algún excedente, sea poco o grande, sea nacional o no. En adición, se aclara que no se esta tratando de acceder únicamente al mercado *crowdfunding* tradicional, el cual es todavía muy pequeño, de apenas \$7,000 millones de dólares, a nivel global ⁵⁵, sino que este podría constituir una parte y el resto ser inversores institucionales.

A diferencia del *crowdfunding* usual, el cual busca financiar proyectos de emprendedores pequeños, y que por consecuencia, el grueso de los inversionistas son pequeños, lo que nosotros buscamos es que inviertan en el MEM Fondos de Inversión Grandes (*Hedge-Funds*), Fondos de Pensiones, Inversionistas Globales buscando un mejor rendimiento y estabilidad que en otras locaciones, esto sin cerrar el acceso a las familias o inversores individuales que quieran participar. El punto central es que se busca atraer inversión en general, no solo inversión especializada en el sector energético.

Cada proyecto sería creado de acuerdo a las necesidades de generación establecidas en el PRODESEN vigente. Por ejemplo, si para el año 2030 el programa de adición y reemplazo establece que se va a necesitar 15% de generación eólica, entonces los generadores ya registrados, públicos o privados, pueden abrir una propuesta requiriendo un capital determinado. Este capital puede provenir de diferentes inversionistas quienes serian co-participes de la inversión sean Fondos de Inversión como familias con ´ excedente.

⁵⁴Oxford Living Dictionaries, Powered by the University of Oxford, Available at: <https://en.oxforddictionaries.com/definition/crowdfunding> Accessed, Sept 2018

⁵⁵Statistica Data Bases. Available at: <https://www.statista.com/outlook/335/100/crowdfunding/worldwidemarket-globalRevenue> Accessed, Sept 2018

El manejo de la inversión podría establecerse al menos de dos formas:

1. Las decisiones, desde la operación de la planta, y la gestión de las ofertas (mandar ofertas y el precio respectivo) quedaría en su totalidad en manos del solicitante.
2. Una variante es aquella donde se establece una administración y las decisiones principales son tomadas mediante votos en donde los participantes tienen votos de forma alícuota al capital invertido, como en acciones.

4.6.1.3 Aspectos Micro del Crowdfunding

El modelo formal se creó para el crowdfunding tradicional por (Wojciech, 2013) y es el mismo que se adoptará aquí. Considere las siguientes definiciones:

1. δ = Parámetro de incentivo. Corresponde al porcentaje de dinero obtenido que los generadores invertirán mejorando el valor general de su planta. Este lo fija el generador.
2. N = Número de participantes en la multitud.
3. v_0 = Valor base del producto, financiado por T.
4. T = Umbral (*threshold*) después del cual el generador tiene el ingreso suficiente para comprar su planta de generación eléctrica y pagar por los costos iniciales de operación y mantenimiento, inicio y apagado.
5. M = Cantidad de dinero que gastan sin tener impacto en el consumo de otros bienes, es un Ingreso del contribuyente. Esto incorpora un efecto ingreso que castiga a los contribuyentes si ofrecen más que esto.
6. P_i = El precio (monto) pagado por el contribuyente i

Supuestos:

1. El productor, en este caso el generador eléctrico, hace el prospecto de fondeo y conoce las funciones de utilidad de los contribuyentes, toma su decisión basada en el objetivo de Maximizar el beneficio de fondeo.
2. La multitud consiste de N participantes homogéneos los cuales son contribuyentes potenciales. Esto implica que los contribuyentes toman decisiones similares en cuanto al nivel de donación.
3. La cantidad de personas en la multitud la saben tanto los miembros de la multitud como los generadores.

4. Se consideran dos periodos, en el primero se decide la forma del fondeo y en la segunda los contribuyentes deciden cuanto donar.
5. El valor del proyecto es proporcional a la cantidad de dinero obtenido más allá del umbral mínimo T . Esto en el caso que se permita recaudar más fondos de los necesarios con la finalidad de expandir la generación eléctrica más allá de lo inicialmente estipulado.

4.6.1.3.1 Función de Utilidad del Contribuyente Para un contribuyente c la función esta dada por:

$$U_c = V_G + V_l - C_c$$

Donde:

V_G = Valor General.

V_l = Valor Individual del producto.

C_c = Costo subjetivo sufrido por el contribuyente.

El valor general se calcula de la siguiente forma:

$$V_G = \delta * \frac{\sum_{i=1}^n P_i}{T} * v_0$$

Para un contribuyente en particular el valor es:

$$V_{lc} = \delta * P_c$$

Aquí, P_c = Precio (monto) pagado por el contribuyente c .

El costo subjetivo para el contribuyente c esta dado por:

$$C_c = P_c * \frac{P_c}{M_c}$$

Donde:

M_c = Parte de su ingreso para la cual el consumidor es indiferente entre aportarla.

La función de utilidad del contribuyente/consumidor es la siguiente:

$$U_c = \delta * \left(\frac{\sum_{i=1}^N P_i}{T} \right) * v_0 + \delta * P_c - P_c * \frac{P_c}{M_c}$$

Donde:

M = Ingreso del contribuyente.

P = Precio ofrecido de cualquier contribuyente.

4.6.1.3.2 Función de Producción del Generador Eléctrico

$$\pi = \sum_{i=1}^N P_i - 2 * \delta * \sum_{i=1}^N P_i$$

$$NP - 2 * \delta * NP$$

π = Ingresos por parte de los contribuyentes *menos* gasto de inversión.

La utilidad individual es:

$$U_c = -\frac{1}{M} * P^2 + \delta * \left(\frac{N * v_0}{T} + 1 \right) * P$$

El precio óptimo ofrecido es:

$$P^* = \frac{M * \delta}{2} * \left(\frac{N}{T} * v_0 + 1 \right)$$

De tal forma que, la utilidad del contribuyente es mayor mientras mayor es la utilidad, más se está dispuesto a contribuir y a mayor cantidad de contribuyentes, más dinero están dispuestos a aportar.

4.6.1.3.3 El modelo completo El generador eléctrico puede maximizar beneficio pues por hipótesis, conoce las funciones de utilidad y el número de participantes. Incluyendo la ecuación para el precio se obtiene la siguiente función de beneficio:

$$\pi = -M * N \left(\frac{N * v_0}{T} + 1 \right) * \delta^2 + \frac{M * N}{2} * \left(\frac{N * v_0}{T} + 1 \right) * \delta$$

Que es máximo en $\delta^* = \frac{1}{4}$. Entonces, se invierte 25% de las contribuciones generales y el mismo porcentaje de las individuales, lo cual quiere decir que la mitad de las contribuciones van a inversión directa en el generador y el resto se puede tomar como capital de trabajo o fondo inicial para encendido, apagado, operación y mantenimiento. Probablemente en generación eléctrica y dependiendo de la tecnología de generación, la cantidad T tendría que ser más grande. El beneficio queda entonces de la siguiente forma:

$$\pi = N(1 - 2\delta^*) * P = \frac{N * P}{1}$$

Las contribuciones están dadas por:

$$P^* = \frac{M}{4} \left(\frac{N}{T} v_0 + 1 \right)$$

El beneficio total en términos de los parámetros del proyecto:

$$\pi^* = \frac{NP^*}{2} = \frac{MN}{8} \left(\frac{N}{T} v_0 + 1 \right)$$

La utilidad del contribuyente:

$$U_c^* = \frac{M}{16} \left(\frac{N}{T} v_0 + 1 \right)^2$$

4.6.2 Fondo Libre

Se trata de un fondo estilo *slot-machine* o *Bookie*. La finalidad de este fondo es compensar por la pérdida de mercados de Largo Plazo. Se establecería como centro de inversiones sobre los parámetros variables del Mercado Eléctrico Mexicano. El centro podría ofrecer rendimientos en forma momios.

Por ejemplo, hay variables como la congestión en líneas de transmisión, demanda inesperada, clima, el cual influye la cantidad de energía solar o eólica que se adquiere en un día. De tal forma que el centro podría por ejemplo ofrecer momios 6 : 1 de que a las 16:00 no se saturará la línea 35 de transmisión. Otro ejemplo podría ser que el viento soplará con una intensidad determinada en la región A de tal forma que generará una determinada cantidad de MW en un rango de tiempo, digamos, una hora. Se podría ofrecer momios 4:1 dependiendo de la probabilidad de este evento.

En esencia, se podría vender inversiones sobre casi cualquier tipo de eventos del MEM a cualquier tipo de persona, física o moral, nacional o extranjera en tanto se genere la confianza necesaria en las instituciones y en el MEM y desde luego, toda ganancia se destinaría a un Fondo Federal para comprar capacidad o para expandir las redes de transmisión y distribución.

Adicionalmente, para que funcione este esquema la información deberá de ser totalmente transparente para que los participantes puedan hacer su pronóstico, pero más importante que eso, para que tengan la ilusión de tener el control. Adicionalmente, de forma similar a los otros fondos, la participación en este *Bookie* no estaría cerrada a los participantes de mercado (MEM), sino que estaría abierta a toda persona, nacional o internacional, de tal forma que no se limite la cantidad de inversión potencial que pueda fluir a este fondo.

Algunas cuestiones que deben estar presentes en cualquier tipo de centro de inversiones son las siguientes:

4.6.2.1 Si no se comportan de forma competitiva se les penaliza

Posiblemente hablar de castigos en un mercado que se pretende que sea de libre competencia sea el último de los recursos a considerar. Sin embargo, hay que considerar esta posibilidad si es que el resto de los incentivos no llegase a tener el resultado deseado dado que, como se vio en el apartado relacionado con manipulación de precios, de tener la oportunidad, los generadores siempre van a intentar saltarse las reglas.

Si los precios ofertados por los participantes llegaran a estar muy cerca al precio límite, señal de una posible colusión, o bien si alguno de los organismos a cargo, sea la Comisión Reguladora de Energía, CE-NACE o el Organismo de Vigilancia de Mercado, sospecha de alguna posible falla de mercado que impida el correcto, competitivo y eficiente funcionamiento del mismo, entonces el mecanismo de castigo podrían ser el siguiente:

Eliminar el mecanismo de precios de Merit-Order, es decir, no pagar a todos el precio de la última unidad en ser asignada, sino que se pague el costo marginal de cada unidad. Aquí, se podría cobrar al consumidor el costo neto de generación, es decir, lo que le costó a cada generador por la cantidad, o se le podría cobrar un precio intermedio entre el precio más alto ofertado y el costo marginal de la unidad más alta, de donde existiría un remanente, el cual se podría mandar a uno de los fondos, pero a diferencia del resto de las propuestas, aquí este excedente pertenecería a algún organismo del gobierno, como la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

Una segunda opción de castigo, la cual es menos severa que la anterior y por tanto, más amigable con potenciales inversionistas a largo plazo, es bajar el precio de todos los generadores a sus Costos Marginales pero pagarles el sobreprecio que se les paga adicionalmente. El sobreprecio establecido en las Bases de Mercado dice que a partir de Enero del 2018 hasta la entrada en vigor de la segunda fase del MEM, cada mes se pagará un sobreprecio del 10%, de tal forma que a pesar de tener un castigo, siguen recuperando sus costos variables más un margen de ganancia.

4.6.2.2 Si son competitivos, se les premia.

Posiblemente, este sea el mejor mecanismo con la finalidad de no ahuyentar inversionistas en un mercado en donde éstos ya han tenido más de una razón para dudar de las condiciones de libre competencia del Mercado Eléctrico Mexicano. En esencia, se trata de premios por fomentar la competencia y el correcto funcionamiento del mercado. A continuación se presentan algunas posibilidades:

1. Si el generador gana tres subastas seguidas, señal de que ha hecho ofertas competitivas, entonces tiene

el derecho a ser asignado en la cuarta oferta que mande. Esta se pagará a precio de mercado, es decir, se pagará el precio de la última oferta en ser asignada en el bloque para el cual envíe oferta.

2. Si en la subasta un generador es asignado habiendo ofertado costos o menos, entonces puede ocurrir lo siguiente:

- Si hay alguno de los fondos, al generador se le paga todo el excedente, si es que hay, sin tener que aportar al fondo.
- Si todos los generadores ofertan sus costos o menos, entonces no hay excedente para el fondo, el 100% se les reparte a los asignados más lo que haya en el fondo *Jackpot*
- Si más del 80% de los generadores pero no la totalidad ofertan sus costos, entonces los generadores no aportan al fondo siempre y cuando el resto de los generadores, aquellos que ofertaron más de sus costos, no hayan ofertado un precio cercano al precio tope, de ser este el caso, entonces se aplicará la regla de pagar solamente sus costos marginales. La razón de lo anterior es que podría haber colusión, algunos podrían ofertar muy bajo, mientras habiéndose puesto de acuerdo previamente, otro conjunto de generadores podría ofertar muy alto para que sean ellos los que fijen el precio final el cual se les pagaría a todos los generadores

Incentivos por tamaño: Todos los generadores están obligados a ofertar toda su capacidad instalada, pero no necesariamente se les asigna toda la capacidad. Dependiendo del nodo, dependiendo de los tipos de generación disponible, de la hora del día y de otras variables, se hace una mezcla de generación que asegure el menor costo pero también la confiabilidad del sistema, en este sentido se podría ofrecer lo siguiente a los generadores pequeños.

Si entendemos como guerra de precios al ofrecer un precio sustancialmente menor (habría que definir que porcentaje se entiende como sustancialmente menor) del último generador en ser asignado, se les podría garantizar la asignación en 3 subastas más (o algún otro número de subastas que sea a la vez realista e incentive la búsqueda de un precio bajo). Otra alternativa es que si bajo una definición de guerra de precios, una empresa entra en guerra, podría premiarse excluyéndola de aportar a alguno de los fondos.

Este tipo de incentivos podría ser exclusivo para empresas que no pasen de un cierto tamaño con la finalidad de incentivarlas a crecer. Adicionalmente, este incentivo debe de ser meramente temporal, mientras ésta muestre signos de estar en crecimiento, pues se debe desincentivar a las empresas que no quieran crecer con la finalidad de seguir siendo beneficiadas por este incentivo; en el caso del campo Mexicano, existieron incentivos a los agricultores a trabajadores del campo mientras éstos fueran pequeños productores, muchos de ellos no quisieron crecer por temor a que se les retire el subsidio, así que ésta es la situación que se quiere

evitar haciendo el incentivo temporal y de mantenerlo solo si hay evidencia de que el generador esta creciendo.

Otro incentivo puede ser al crecimiento: si un generador pequeño destina una cantidad de sus ingresos a algún fondo exclusivo para la creación de nueva capacidad, entonces este sería beneficiado con una cantidad de asignaciones aseguradas y/o excluirlo de aportar a los otros fondos. Se trata de la creación de un fideicomiso al cual el generador aporta como una porción fija de su ingreso a ese fideicomiso y solo puede ser utilizado para la creación de nueva capacidad, de manera similar al fondo *Merit-Order*.

4.6.2.3 La Ilusión de Control

Es un efecto que se produce cuando una persona tiene más confianza en la ocurrencia de algún resultado en la realización de un evento, aleatorio o no, siempre y cuando sea esta persona aquella que aparentemente esta involucrada en la realización del resultado, (Langer, 1975).

Algunos ejemplos clarificarán este concepto. En *Craps*, es el jugador el que tira los dados, en muchas circunstancias él es más propenso a apostar si siente que influye en el resultado (al tirar los dados) a pesar de que este sea aleatorio. Otro caso es en el juego de Ruleta en donde, a menudo, al apostador se le permite tirar la pelota ⁵⁶.

Más aún, es común que los participantes comiencen a encontrar relaciones donde no existen solo por la existencia de una mera correlación, y en ocasiones, menos que eso, como una mera racha, por ejemplo, hay casos donde la gente tiene más fe en una lotería en donde se les ha permitido elegir el número de su boleto que cuando el experimentador les asigna aleatoriamente un número, implicando que creen que hay una relación casual entre la selección del número y el resultado final. En otro experimento en forma de lotería, a los participantes se les daba boletos con letras en vez de números. Estas personas estuvieron menos inclinadas a intercambiar sus boletos por otros con mejores posibilidades, esto se debe a que si los estímulos les son familiares tienden a desarrollar estrategias y por ende, tenían una ilusión de control. Desde un punto de vista, esto es sugerencia de que los participantes actuaban como si estuvieran en un juego de habilidad, (Ejova, 2013).

En el Mercado Eléctrico, las inversiones en la ocurrencia de los eventos antes descritos podrían estar fundamentadas en la ocurrencia de eventos pasados, es decir, se podrían liberar las series de tiempo y demás datos relevantes para que los participantes tengan la ilusión de que sus modelos pronosticarán el resultado, lo cual no es falso, solamente que muchos de los eventos están ligados al clima, el cual aun con los avances

⁵⁶En Las Vegas se han reportado casos de personas que han entrenado tanto a lanzar los dados o a lanzar la pelota en la ruleta que tienen una probabilidad muy alta de obtener el resultado que desean. Sin embargo, cada jugada es rastreada por el casino y cuando se produce una racha anómala amablemente invitan al apostador a abandonar el Casino y no volver jamás

y la información masiva de la que se dispone hoy en día, sigue teniendo un componente de aleatoriedad.

4.6.3 Near-Miss

Esta es una estrategia comúnmente utilizada en Las Vegas. Tiene la finalidad de hacer creer al jugador que estuvo muy cerca de ganar y que, el haber hecho un buen intento tiene consecuencias positivas. Este efecto se le conoce como el *Near-Miss* en la psicología social, y en una parte importante de la población parece tener efectos importantes.

De acuerdo con (Reid, 1986), se puede entender un *Near-Miss* como una "*Clase especial de fallo para llegar a una meta, una cercana a ser exitoso*". Existen diferentes contextos de este comportamientos, algunos son útiles si no es que indispensables para el ser humano pero otros que lo pueden conducir en un círculo en declive hacia un patrón auto-destructivo, por ejemplo, en situaciones que involucran un talento, por ejemplo, las olimpiadas matemáticas, el tocar el piano o un concurso de artes marciales son contextos para los cuales estar cerca de ganar, pero no ganar, implica un aprendizaje muy grande para la persona. El caso opuesto viene cuando el juego es aleatorio, como la ruleta, loterías y máquinas traga monedas, en ese contexto, el estar cerca de ganar pero no ganar aporta muy poca información de que se podría hacer para ganar en el siguiente juego, dada la aleatoriedad involucrada.

Se usan estrategias de *Near-Miss* con la finalidad de inducir a personas a permanecer en un juego y a apostar más. De acuerdo con (Winstanley et al., 2011), existe evidencia de que la experiencia de estar muy cercanos a ganar fomenta que la persona continúe jugando y por el lado perverso, esta estrategia fomenta el que estas personas inicialmente sanas se conviertan en apostadores patológicos, siempre y cuando estas personas hayan tenido alguna susceptibilidad. El autor explica que una posibilidad es que el estar cerca de ganar incremente la expectativa de recompensa lo cual fomente el continuar jugando. De hecho, este efecto activa zonas del cerebro que se determinan de forma única y éstas están asociadas al sistema de recompensas del cerebro para apostadores compulsivos y con regiones asociadas a las pérdidas para apostadores más moderados, (Habib and Dixon, 2010). Es decir, este efecto no es la panacea, no afecta a todas las personas, pero aquellos que toman ventaja del efecto, como los casinos, posiblemente apuntan este tipo de estrategias a quedarse solo con los apostadores compulsivos.

Por otro lado, de acuerdo con (Sundali et al., 2012), no necesariamente es cierto que todos los participantes se comportan de la misma manera en tanto existirán algunos que no caen en la trampa del *near-miss*.

Con esta evidencia, se propone el sistema de *Near-Miss* para el fondo de nuestro mercado eléctrico:

1. Del fondo total, al segundo lugar, es decir, a la segunda oferta más alta se le pagará el 5%.
2. Del fondo total, al tercer lugar se le asigna el 3%.

4.6.4 Microeconomía del Fondo de Inversiones

¿Qué hay detrás de este Centro de Inversiones?

Como se dijo anteriormente, se intentaría que cualquier inversionista, sea institucional o personas físicas tengan la capacidad de acceder al mercado eléctrico sin la necesidad de ser especialistas en el tema. Más aún, se intenta que estos potenciales inversionistas tengan las facilidades de acceder al mercado eléctrico sin la necesidad de pasar por un arduo proceso burocrático extenso, así que asumiendo que estas barreras han sido suprimidas y que los inversionistas pueden acceder al mercado mexicano con un click en sus ordenadores/teléfonos se tiene lo siguiente.

Para cada inversión, es decir, para cada apuesta en congestión, clima, etc, los momios se calculan de una forma diferente. Un primer modelo que presenta la idea general lo establecen (Braun and Kvasnicka, 2008) el cual versa de la siguiente manera:

Supongase que se tiene dos países, digamos $A = México$ y $B = Estados Unidos$. Ambos países tienen sistemas de apuestas y lo que se intenta es que los incentivos para las inversiones mexicanas sean suficientemente buenos para atraer tanto inversores nacionales como internacionales. En un momento en el tiempo, solo una inversión, ya sea en A o en B es mayor. Sin pérdida de generalidad, el modelo se enfoca en un solo país.

Sea $a \in [0, 1]$ la probabilidad de que la inversión en A sea más redituable, en consecuencia, la probabilidad de que B sea más redituable es $1 - a$. Los momios ofrecidos por el centro de inversiones (Bookie) son el inverso, $\frac{1}{a}$. Asimismo los momios ofrecidos en B son $\frac{1}{1-a}$. Adicionalmente, sea $f(a)$ la fracción de participantes que apuestan en A dada a , la cual es no decreciente, diferenciable y conocida para el *bookie*.

Existe un \hat{a} definido como la probabilidad subjetiva de que ocurra a . Aquí se entiende por una probabilidad subjetiva a un valor $\hat{a} \in [0, 1]$ que representa una probabilidad de ocurrencia de un fenómeno que no necesariamente ha sido obtenida mediante métodos cuantitativos sino proviene del juicio del evaluador y no necesariamente coincide con a . La probabilidad subjetiva podría también estar asociada con un margen de ganancia, o depender de diferentes variables para inversores diferentes, por ello es subjetiva. Los inversores están dispuestos a poner su dinero en A solamente si $a \geq \hat{a}$. Se intenta hacer una representación del mundo

mediante una representación parcial del mismo, y es aquí de donde emana el problema, pues existen diferentes entes parciales que pueden resultar en incertidumbre la cual no necesariamente refleja la estructura del todo, (Roos, 1998).

4.6.4.0.1 Ganancia Esperada El pago esperado para un jugador esta dado por el momio multiplicado por la probabilidad subjetiva:

$$PagoEsperado = \frac{1}{a} \hat{a}$$

Por cada unidad monetaria invertida en alguno de los dos países la ganancia esperada es la unidad monetaria menos el Pago Esperado:

$$1 - PagoEsperado = 1 - \frac{\hat{a}}{a}$$

Las ganancias totales dependen de la cantidad anterior multiplicada por la porción de personas que invirtió en ese país:

$$\left(a - \frac{\hat{a}}{a}\right) f(a)$$

El mismo cálculo para el país B es:

$$\left(1 - a - \frac{1 - \hat{a}}{1 - a}\right) (1 - f(a))$$

Con la finalidad de construir la Función Objetivo se suman ambas ganancias y lo que resulta es la función que desea maximizar el *Bookmaker*, es decir, este desea que el pago esperado sea lo menor posible que sin embargo no sea tan bajo como para que los inversores se vayan al país B

$$Función_{Objetivo} = \max \left[\left(a - \frac{\hat{a}}{a}\right) f(a) + \left(1 - a - \frac{1 - \hat{a}}{1 - a}\right) (1 - f(a)) \right]$$

Las condiciones de primer orden son:

$$\frac{\hat{a}}{a^2} f(a) - \left(a - \frac{1 - \hat{a}}{1 - a}\right) f'(a) = -\left(1 - \frac{\hat{a}}{a}\right) f'(a) + \frac{1 - \hat{a}}{(1 - a)^2} (1 - f(a))$$

el óptimo es $a = a^*$ y la parte izquierda de la ecuación representa los beneficios marginales y la derecha los costos marginales.

El modelo es una representación muy breve de lo que sería el mercado si se estableciera para diferentes

productos. Lo que establece el modelo es que es posible desde el punto de vista del *Bookmaker* tener un beneficio y como la casa es en este caso, el gobierno, es este quien tendría ingreso que se podría utilizar para fortalecer la infraestructura eléctrica nacional.

4.7 ¿Una Demanda más Elástica?

El último punto que se desea establecer en este capítulo es acerca de cómo potencialmente la curva de demanda sería ligeramente más elástica si el consumidor estuviera mejor informado. Parte del problema del sistema eléctrico es que la demanda es muy inelástica. Por un lado, esto se debe en parte a que el consumidor no sabe en tiempo real, cual es el precio de la electricidad, por lo cual, en diversos países se establecen tarifas planas en donde el consumidor paga una cantidad fija por bloques de hora de consumo o bien solo paga por la cantidad de energía consumida, sin importar el momento en el día en que fue consumida. Lo anterior ocasiona que el consumidor no se vuelva sensible ante el hecho de que el precio de la electricidad varía considerablemente a lo largo del día y por ende, es un consumidor que no se comporta como lo dicta la teoría económica.

Con la finalidad de hacer más elástica la curva de demanda se pueden hacer sistemas de información en tiempo real respecto de los precios de la energía, como ocurre en CAISO o en ERCOT. Estos sistemas podrían incluso ser consultados desde una App en un teléfono móvil. La siguiente figura muestra en el panel izquierdo un esquema de la oferta y demanda como actualmente ocurre. Se puede apreciar que la oferta es muy plana en la parte de abajo, pero crece mucho en la parte derecha. De lo anterior se puede apreciar que cuando la demanda se traslada a la derecha pero sobre la parte plana de la oferta, no hay mucha variación del precio, sin embargo, este varía mucho cuando el desplazamiento de la demanda se extiende a la parte alta de la oferta.

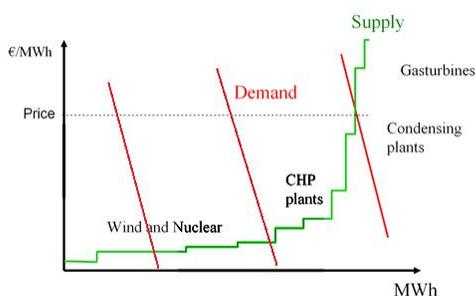


Figure 4.11: Oferta-Demanda Actuales

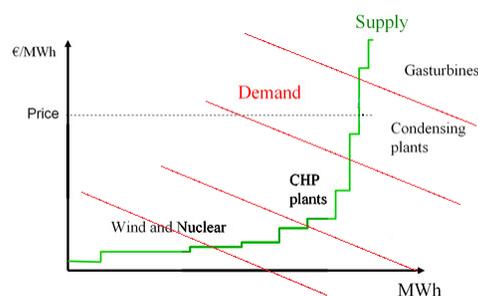


Figure 4.12: Demanda Hipotética

En el panel derecho se muestra la misma curva de oferta con una serie de curvas de demanda hipotéticas que han sido suavizadas gracias a sistemas de información que previenen tanto como se puede al consumidor de utilizar la energía en momentos donde el precio es alto, tanto como sea posible. Con esto se estaría es-

perando que la demanda se haga más plana sobre todo en las horas pico, aunque en las horas de bajo consumo, esta podría seguir siendo fuertemente inelástica sin que esto afecte el precio de la electricidad en gran medida.

Los beneficios en cuanto a la inclinación de esta curva tienen sus considerables límites, por ejemplo, sin importar si un consumidor tiene información perfecta del precio, si tiene necesidad de usar su equipo de cómputo o de encender su cafetera, lo va a hacer. Llevado este argumento a un caso más extremo, tenemos que por ejemplo, no van a apagar el sistema de transporte colectivo metro, el cual es eléctrico, solo porque el precio en ciertas horas del día se alto. El sistema de transporte tiene que estar encendido a lo largo de todo el transcurso de su horario de servicio, y es ahí donde existe la límite al cambio de elasticidad de la curva.

4.8 En suma

Dadas las nuevas condiciones de mercado donde como se ha visto, los participantes intentará sacar partido en su favor y donde podría existir un oligopolio, es necesario reformular la matriz del sector eléctrico la cual asume competencia perfecta. Por otro lado, dadas las particularidades que atañen a un mercado eléctrico, algunos de los supuestos de competencia perfecta podrían no cumplirse, y esto podría ocasionar que la matriz modelada en competencia perfecta no represente la realidad actual del país, pues los jugadores podrían no comportarse de una forma competitiva. Esto último podría ocasionar que los beneficios de la competencia, como los son la inversión, la investigación y el desarrollo, la inversión en plantas más eficientes, no se realicen.

Adicionalmente, toda vez que el mercado eléctrico es libre, este debería de poseer por si mismo los suficientes incentivos para atraer a nuevos participantes y para generar el ingreso suficiente para que los generadores recuperen costos fijos, variables, y el beneficio suficiente para invertir en mejores tecnologías. Como no siempre este es el caso, es que se proponen toda una serie de mecanismos (como los fondos) que podrían ayudar a hacer el mercado más competitivo y eficiente.

En adición a lo mencionado, otras mejoras como sistemas de información de acceso público y gratuito mejorarían la capacidad de los consumidores a responder a las variaciones de los precios de mejor forma, lo cual, podría llevarnos a un cambio en la pendiente de la demanda que conlleve una reducción real del precio.

Chapter 5

Estimaciones.

El siguiente apartado presenta las estimaciones empíricas que darán lugar a una pre-factibilidad de la implementación de un sistema con una alta penetración de renovables, en particular, se aborda el problema de la estimación climática, cuantificación de aspectos relacionados con la intermitencia así como estrategias para ayudar a mitigarla. Lo anterior, de resultar positivo, dará lugar a la posterior posibilidad de incrementar el umbral de participación de renovables en el modelo de optimización.

Primeramente, se realiza una simulación climática al año 2100 en donde se incorpora el supuesto de descongelamiento del Permafrost, el cual llevaría a una liberación de CO₂ similar a la de un país como Estados Unidos, la cual se emitiría año con año hasta el 2100. Se encuentran consecuencias adversas para México, como una potencial zona de sequía y de incremento de la temperatura de más de dos y hasta tres grados centígrados.

A continuación, se revisa la pre-factibilidad de una alta penetración de renovables, lo cual comienza con una revisión de los eventos de rampa, su frecuencia y su magnitud en diferentes lapsos horarios así como en diferentes épocas del año. Posteriormente se revisa la intermitencia con Teoría de Valores Extremos y con Cópulas. Se encuentra que la intermitencia, considerando en conjunto la generación solar y eólica, no es tan extrema para considerarla un problema en la implementación de altos porcentajes de energías renovables, de hecho, las colas de la distribución multivariada estimada son ligeras, lo cual corrobora esta afirmación.

Asimismo, con la finalidad de intentar mitigar la intermitencia se realiza una geodiversificación mediante optimización de Markowitz. Esta arroja como resultado las combinaciones de zonas geográficas de máximo retorno o de mínima varianza. La diversificación geográfica es sumamente importante para llegar a un portafolio de zonas geográficas que permita tanto reducir la ausencia de generación o, en caso de que se adopte una cantidad importante de almacenamiento, se genere tanto como sea posible y se guarde para los

momentos de generación regular.

Se revisan también 4 escenarios donde se combinan carga base y altas cantidades de energía solar y eólica. La finalidad de este ejercicio es estimar el factor por el que se debería de expandir la oferta con la finalidad de que no existan déficits de generación. Se encuentra que incorporar una cantidad de carga base es sumamente útil. Sin embargo, aún si no se incorpora carga base y solo se introduce renovables con fuertes cantidades de almacenamiento, este escenario sería más que factible.

Finalmente se realiza la estimación del portafolio de energía eléctrica utilizando el modelo Balmorel que modificamos de la forma como se mencionó en el capítulo anterior. Se encuentra que es altamente factible incorporar una alta porción de energías renovables en el sistema, no solamente esto, sino que tal escenario es el único donde el precio de generación tiende a la baja, las emisiones de Gases de Efecto Invernadero se reducen, y como se vio en el capítulo II, es el único escenario que aporta Seguridad Energética.

5.1 Hechos Estilizados

A continuación se muestran los aspectos que caracterizan el mercado eléctrico los cuales han de ser incorporados a la modelación.

- Costos de generación al menos 85% más altos que en competencia y potencialmente más del doble de altos cuando se consideran mayores costos de transmisión y posible alteración al mercado de CELs.
- Potencial acaparamiento de mercado de hasta 70% por parte de la CFE.
- Incrementar la generación sucia, como de carbón, combustóleo etc, debido al reacondicionamiento de centrales viejas que estaban por desaparecer.
- Restringir el modelo a una cantidad máxima de penetración de energías renovables durante el sexenio del presidente López Obrador, la cual es inferior a la que originalmente fue planeada.

A continuación se muestran los aspectos de carácter técnico que distinguen un sistema eléctrico:

1. La electricidad es un producto homogéneo.
2. Una vez que la electricidad es generada, se manda a un *pool* (en el caso mexicano es la región de transmisión) el cual manda la electricidad a lo largo de la región que le corresponde. A menudo, este sistema de control de transmisión y distribución es tan complejo como lo es el sistema de control de tráfico aéreo.
3. Al ser un producto homogéneo y mandarse a un *pool*, la electricidad es indistinguible, es decir, si A la está consumiendo, no se puede aseverar que esta haya sido generada por B o por C.
4. En ausencia de sistemas de almacenamiento masivo, la energía eléctrica debe consumirse al momento.
5. Elasticidad Precio-Demanda muy inelástica en el corto plazo; la curva de oferta crece muy rápido, a pesar de que ambas poseen patrones estacionales.
6. Oferta y Demanda deben de estar balanceados en todo momento. Si la oferta es mayor a la demanda, entonces hay más electricidad en la red; de ser esta cantidad muy grande puede provocar daños en las líneas de transmisión y distribución, aunque de hecho, los sistemas están diseñados para soportar una cantidad de sobrecarga, de tal forma que esta energía en exceso acaba siendo transformada en calor siempre y cuando la sobrecarga no sea demasiado grande, de otra forma, habrá daño al sistema.
7. Como consecuencia del punto anterior, el balance debe de ser mantenido por sobre cualquier cosa, por ende, este aspecto no se suele dejar al libre mercado.

8. Dado lo costoso que implica construir un generador eléctrico y dado que usualmente toma una cantidad de tiempo considerable, se establecieron Mercados de Largo y Mediano Plazo que es donde se establece quien va a satisfacer la demanda a largo plazo, lo cual da certidumbre a los inversionistas. La capacidad de generación que se establece en estos mercados es un pronóstico de demanda. Sin embargo, este pronóstico puede estar equivocado (muy a menudo ocurre así) y por ello se deben de realizar ajustes en tanto la fecha de cumplimiento de los contratos de largo plazo se aproxima.
9. Con la finalidad de que los mercados de corto plazo de ajustes funcionen correctamente, el mercado se maneja por un operador independiente, en el caso de México es el CENACE.

Por otro lado, la industria eléctrica posee atributos únicos que la hacen más semejante a un monopolio natural. Como se había mencionado, en este tipo de mercados, se tienen curvas de costo marginal decreciente, de donde, la curva de costo medio podría no interceptar a la de costo marginal o bien hacerlo en un punto muy lejano respecto al óptimo en competencia perfecta. Parte del problema es que un Monopolio Natural tendría dificultades en tratar de subsistir fijando el precio en el Costo Marginal, dados los altos costos fijos.

Otro punto a considerar en esta industria es que a menudo, la planeación de adición y reemplazo de centrales eléctricas se hace bajo el supuesto de Competencia Perfecta. Sin embargo, como se ha mostrado, el Mercado Eléctrico es muy particular y hay puntos de la definición que no cumplen, estos son las siguientes:

1. Todavía no hay una cantidad grande de competidores dado que el MEM es muy nuevo.
2. Hay barreras a la entrada, pues el costo hundido que significa la inversión en plantas generadoras, sobre todo las de combustible fósil, es muy grande.
3. Hay restricciones a los precios, dado que los generadores tienen que hacer ofertas de precios basadas en costos y tienen que ofrecer toda su capacidad instalada. Esto ciertamente es una buena noticia dado que los generadores abusivos tendrán limitadas las posibilidades de incurrir en comportamiento no económico, sin embargo, regresando a nuestro punto, esta característica de fijeza de precio y cantidad no se ajusta a la definición de competencia perfecta.
4. No hay información perfecta, dado que los consumidores no suelen revisar el precio de la electricidad antes de encender un foco, simplemente la usan.
5. No necesariamente hay Movilidad Perfecta de los Factores de Producción, por lo que no siempre los generadores pueden ajustar rápidamente su producción a las exigencias de mercado. Las plantas de carga base, no tienen la menor capacidad de hacerlo, las de intermedia tienen cierto rango y las de pico tienen mucha movilidad.

6. No hay ausencia de costos de transporte ni de venta. De hecho, el Precio Marginal Local que se utiliza en el MEM es la suma del Precio Marginal, más un componente de congestión (de donde sí hay costos de transporte), más un componente de pérdidas.

Dadas las características anteriores, el mercado no necesariamente puede ser considerado como uno en Competencia Perfecta por lo que factores como el que $P = CMg$ podrían no cumplirse, de hecho, este supuesto solo sirve en el caso en donde se quiera tener un punto de referencia teórico ideal, un *benchmark* contra el cual comparar el resto de los escenarios. Parte de la inquietud es que la planeación federal solo hace el modelo bajo el supuesto de competencia perfecta. De hecho, si se dejara al libre mercado por completo, la cantidad generada podría ser menor a la óptima en Competencia Perfecta, sin mencionar que el precio sería más alto.

5.2 Simulación Climática al 2100

Primeramente, como se dijo en el capítulo II, en términos ambientales existen dos objetivos principales en este trabajo, aquel de conservación de recursos y en segundo lugar, la mitigación de gases de efecto invernadero (GEI). El enfoque que adopta este trabajo para abordarlos es utilizar una alta penetración de energías renovables y almacenamiento. La razón del objetivo de reducción de GEI proviene de contribuir con los esfuerzos globales por mitigar los efectos de largo plazo del cambio climático y compensar, en la manera de lo posible, por aquellos países que contribuyen poco o han cancelado sus compromisos ambientales.

Aunado a lo anterior, otras razones por las que se eligió una alta penetración de renovables es reducir el costo de generación eléctrica respecto de las fuentes de generación convencional, algunas de las cuales son más contaminantes que el gas natural, como por ejemplo, las centrales basadas en combustóleo y el carbón. El evitar el uso de estos combustibles no solamente tiene efectos positivos en el ambiente a nivel global, sino que se evitarían problemas de salud en las comunidades que rodean las zonas cercanas a las centrales que utilizan los combustibles antes mencionados. Adicionalmente, el precio final a los consumidores tendería a ser más bajo al utilizar ampliamente centrales limpias. Por otro lado, como se mencionó en el apartado referente a la seguridad energética, el sistema eléctrico depende fuertemente del gas natural, sin embargo, México importa la mayor parte de este combustible, de donde, no es posible tener seguridad energética cuando se considera que en nuestro país, cerca del 40% de la generación eléctrica está basada en gas.

Por otro lado, aún si el país apuesta por una estrategia de generación mediante combustibles provenientes de la nueva refinería de Dos Bocas así como de la restauración de las centrales de refinación ya existentes y nuevas adquisiciones, solo hay una cantidad pequeña de centrales generadoras de electricidad que podría utilizar combustóleo o diesel, que son los combustibles aptos para la generación eléctrica que se obtienen mediante la refinación. Adicionalmente, aún si hubiera las centrales necesarias capaces de consumir combustóleo o diesel, no hay combustibles fósiles en el subsuelo mexicano que sean suficientes para satisfacer la demanda tanto del sector eléctrico como del resto de los sectores que necesitan de él por un intervalo de tiempo de varias décadas, es decir, eventualmente el combustible fósil se terminará y el sistema tendrá que mudarse a fuentes renovables. Dado lo anterior, la apuesta más segura podría estar en las energías renovables junto con almacenamiento masivo, dado que podría ayudar a racionar combustibles fósiles así como a mejorar la seguridad energética y reducir los costos de generación.

En este contexto, primeramente se desea justificar la necesidad climática de una alta penetración de centrales de energía renovable para lo que se realizará una simulación climática al año 2100 utilizando los escenarios A1 y A2 del Panel Intergubernamental de Cambio Climático. Los escenarios A1 y A2 primeramente

muestran situaciones opuestas, en A1 un panorama próspero, consciente y amigable con el ambiente, en tanto en A2 no hay tal prosperidad económica sino mayor desigualdad y menor conciencia por el medio. Cabe mencionar que el IPCC ya ha realizado una serie de escenarios que involucran diversas condiciones iniciales, entre ellas, el incremento radical de temperatura; lo que nuestra simulación aporta al debate respecto a los escenarios del IPCC, es que se incorpora una cantidad masiva de CO₂ correspondiente al derretimiento del permafrost, como se discutió en el capítulo II. A continuación se describen con mayor detalle los escenarios.

La modelación del clima ha sido y continúa siendo una de las tareas más importantes, inciertas y complicadas dentro de la Ciencia del Clima. Existen muchas razones por las cuales caracterizamos esta área con los calificativos antes mencionados: depende de medidas no homogéneas, espaciadas mediante una distancia a veces grande, y aún si se llega a tener un conjunto de información confiable y de alta calidad, se requiere de super computadoras para procesar la información las cuales tienen un costo gigantesco, (Server-Farm, 2020).

Sin embargo, algunos de los nuevos modelos que corren en super computadoras son capaces de tomar cada vez más factores en consideración y tener una resolución mayor, por ejemplo, se puede considerar la atmósfera, océano, hielo del mar, vegetación, albedo cambiante, ciclos de retroalimentación, así como ciclos químicos etc., lo cual nos da la posibilidad de llegar a resultados con menos variabilidad así como la posibilidad de explorar escenarios que de otra forma habría sido computacionalmente imposibles, (Washington, 2005). Lo anterior sin mencionar que una de las principales fuentes de incertidumbre es simplemente el comportamiento humano, pues factores como el avance tecnológico y el impacto que este tenga sobre la emisión de Gases de Efecto Invernadero (GEI) generan una gran cantidad de posibilidades, (Giorgi, 2010) . Asimismo el iterar y realizar proyecciones sobre este tipo de datos en un entorno en el cual, la sensibilidad a las condiciones iniciales es un factor determinante, lleva a variaciones en ocasiones abruptas respecto de los resultados de los modelos, (Soldatenko and Chichkine, 2016). Este hecho no hace los resultados de los modelos menos confiables, todo lo contrario, trae a debate factores que la comunidad científica considera relevantes los cuales han de someterse a escrutinio a través de la óptica de diferentes modelos.

5.2.1 Modelos Relevantes

Algunos de los modelos más importantes son aquellos que tienen la capacidad de representar ciclos bioquímicos, los cuales son incluidos dentro del marco de modelos evaluados por el IPCC, mismos que son capaces de capturar con alta confiabilidad los patrones generales del clima así como otra cantidad de parámetros de índole económica y social, (Flato et al., 2013).

De acuerdo con (Flato et al., 2013) existen en esencia tres formas de categorizar los modelos climáticos:

- Modelos de circulación oceánica-atmosférica: Son los modelos generales cuya función es comprender

cómo los elementos químicos y físicos interactúan cuando se añaden forzamientos de gases de efecto invernadero.

- Modelos del sistema terrestre: Son la evolución de los modelos anteriores, y son capaces de representar interacciones complejas de ciclos químicos. Actualmente, estos modelos son el referente intencional, pues son los más avanzados que existen.
- Modelos de sistema terrestre de complejidad intermedia: Son modelos más específicos, representan áreas particulares de un sistema e interesa algún componente en particular del clima, no un todo.

Los países que más contribuyen al esfuerzo de creación de modelos son Estados Unidos, Canadá, China, Australia, Cuba, Francia, Corea, Japón, Alemania, el Reino Unido, y Noruega. Los principales modelos ya desarrollados son los de la familia CESM, CECC, FGOALS, GISS, HAD,IPSL, MIROC, MPI, BCC, GFDL,NCAR,UKMO-HADLEY. A continuación se muestra los resultados de estimaciones tanto para MAGICC como Climlab.

5.2.2 Modelación mediante MAGICC

MAGICC es un paquete que envuelve una cantidad importante de resultados de modelos que fueron evaluados por el IPCC. Los resultados que muestra MAGICC son aquellos de los modelos que propiamente caen en las categorías de circulación oceánica y del sistema terrestre. Las salidas son empaquetadas para poder ser usados a manera de ensambles, lo cual, aporta resultados sumamente confiables. Al no ser MAGICC el modelo en sí mismo sino una compilación de los resultados, es mucho muy rápido de correr y no suele ser difícil de utilizar. Asimismo, es posible alterar algunos de los parámetros de modelo con la finalidad de estudiar qué pasaría bajo circunstancias de interés al modelador. A continuación.

5.2.2.1 Escenario A1

De acuerdo con (IPCC, 2000), el escenario A1 asume un alto crecimiento económico con poca desigualdad; asimismo, asume una economía de mercado próspera que permite ahorros sustanciales así como un alto nivel educativo, lo que conlleva altas inversiones en investigación y desarrollo que redundan en avance tecnológico. Se asume una alta movilidad de gente, ideas y tecnología, es decir, no hay una sustancial desigualdad tecnológica entre países, pero no solo esto, el escenario se basa en el denominado *Global Shift*, mediante el cual, el alto crecimiento económico permea las economías de la periferia. Concretamente, se asume que la economía global se expande a una tasa del 3% anual hasta el año 2100, para alcanzar una producción de USD \$ 550 billones a precios constantes de 1990¹. Se asume que el ingreso per cápita global es de USD \$21,000 para el 2050, lo que contribuye a una mejor calidad de vida la cual tiende a una cobertura amplia

¹el término original es *trillion*, es decir, 1,000,000,000,000, que en castellano es un billón

entre las personas dado que esta familia de escenarios asume baja desigualdad.

En el aspecto demográfico, el escenario asume una alta expectativa de vida junto con familias pequeñas, hecho que en parte se debe al alto nivel educativo que supone el escenario, de tal forma que la población global crece a 9 mil millones de habitantes para el 2050 y declina a 7 mil millones para el 2100. Las necesidades de la gente retirada son satisfechas a través de sus ahorros en sistemas privados de pensiones.

La disponibilidad energética es abundante, esto se debe al alto avance tecnológico que lleva a una mayor eficiencia de los equipos electrónicos así como una mayor penetración de energías renovables. La alta eficiencia de los procesos productivos permite, hasta cierto punto, el menor uso de insumos, lo que en principio permitiría no acabar con los recursos naturales tan rápido. El escenario A1 es ideal, uno al que nos gustaría llegar eventualmente, pues apunta a un alto nivel de bienestar social alrededor del mundo. Otra posibilidad es que la economía y la sociedad camine en la dirección opuesta, esto es lo que representa el escenario A2.

5.2.2.2 Escenario A2

En esta familia de escenarios el panorama es más oscuro, por lo que posiblemente constituya una representación más realista. Esta familia tiene flujos de comercio más reducidos en comparación con la familia A1. En la familia A2, en vez de consolidar una red mundial de comercio, se consolidan bloques económicos. Se asume mayor desigualdad entre estratos económicos la cual varía ampliamente por regiones, a diferencia del escenario A1, donde la desigualdad tendía a converger entre regiones a un estándar mínimo que parece suficiente para llevar un estilo de vida apacible. El crecimiento económico entre países también es desigual y no converge en el largo plazo. Concretamente, a nivel global hay menos comercio, tanto las ideas y las mercancías tienen menor movilidad, así que el desarrollo tecnológico es lento o más acentuado en ciertos bloques económicos correspondientes a países ricos. Los países desarrollados tienen una productividad substancialmente mayor.

En el ámbito demográfico, las tasas de fertilidad declinan más lentamente, lo que conlleva una población más grande que en A1, la cual llega a sumar un total de 15 mil millones de personas para el 2100. El ingreso per cápita es de USD\$7,200 al 2050 y de USD\$16,000 para 2100 (substancialmente menor que en A1), año para el cual el PIB global llega a USD\$ 250 billones².

En términos de cambio tecnológico, este es más lento que en el escenario A1, además de que no ocurre en la misma proporción entre regiones. Las regiones que tienen recursos abundantes los tienden a explotar desmedidamente, en tanto las regiones con menores recursos racionan e intentan alcanzar alguna medida de

²original es *trillion*

independencia basada en avance tecnológico y eficiencia, por ejemplo, las regiones ricas pero sin tantos recursos naturales apuestan a opciones energéticas como renovables. Asimismo, la intensidad energética decrece a un ritmo del 0.5-0.7 % al año. Se asume que las preocupaciones por el cuidado del ambiente son pocas sin que esto redunde en que en no existan intentos de mantener la contaminación bajo control, principalmente en los países ricos.

¿Porqué la selección de escenarios tan diferentes? En principio A1 y A2 parecen escenarios antagónicos, totalmente opuestos. Sin embargo, la intención de los escenarios no es caracterizar uno como bueno y otro como malo, ambos escenarios tienen puntos buenos y malos que pueden ser percibidos desde distintas ópticas, por ejemplo, existe más heterogeneidad de ideas y culturas en A2, lo que podría llevar a mayor creatividad e innovación. Por otro lado, en este proyecto sí se desea explotar la dualidad de los escenarios en términos de emisiones y concentraciones de GEI, que provienen de los distintos niveles de inversión en investigación y educación, lo anterior con la finalidad de probar cómo reaccionarían escenarios extremos incorporando tanto como sea posible de emisiones de gases de efecto invernadero, las cuales están sustentadas en los ciclos de retroalimentación que fueron mencionados en el Capítulo II, particularmente, aquel relacionado al derretimiento de permafrost así como de los glaciares.

5.2.2.3 Estimaciones.

La simulación se llevó a cabo con el *Model for the Assessment of Greenhouse-Gas Climate Change*³. En cuanto a los supuestos, de acuerdo con la documentación de MAGICC⁴, el primer parámetro que se alteró fue el Dn80, que es el cambio neto de emisiones de CO₂ debido al cambio del uso de tierra, es decir, es cuánto captura la tierra de las emisiones de CO₂, el valor preestablecido es de 1.1 GtC. El forzamiento directo es el efecto que tienen las emisiones de aerosoles de sulfato (SO_x) bajo condiciones ideales, como cielo despejado. Tales aerosoles son típicos de combustibles sucios como carbón, diesel, combustóleo y tales emisiones tenderían a incrementarse si los países no respetan sus compromisos ambientales. Por otro lado, el forzamiento indirecto se refiere al efecto del forzamiento de otros aerosoles.

Por último, la sensibilidad climática es la medida de forzamiento radiativo, o bien, es la medida de calentamiento que se debe a gases de efecto invernadero⁵. Alternativamente, se puede pensar como la respuesta de la temperatura promedio-global en superficie cuando se duplica la concentración de CO₂, es decir, mide que tanto sube la temperatura en respuesta a emisiones de CO₂⁶.

³Se utilizó la versión 2.4 (MAGICC 6)

⁴MAGICC. "MAGICC Documentation".

Available at: <http://www.magicc.org/> Accessed, Jan 2020.

⁵EPA. "Climate Change Indicators: Climate Forcing". *Environmental Protection Agency*. Dec, 17, 2016.

Available at: <https://www.epa.gov/climate-indicators/climate-change-indicators-climate-forcing> Accessed, Jan 2020

⁶Carbon Brief. "Explainer: How Scientist Estimate Climate Sensitivity". *Carbon Brief* Jun 18, 2018.

En este proyecto, los parámetros que se utilizaron son Dn80's de 0.7 GtC contemplando la posibilidad de una mayor sequía y menor captura de CO₂ lo cual ocurre mientras más se incremente la temperatura global, que además está en contexto con (Houghton et al., 2012). Los forzamientos se alteraron con la finalidad de reflejar la posibilidad de que se sobrepasen los umbrales climatológicos que se presentaron en el capítulo II, el forzamiento directo fue de -0.6 Wm^{-2} y el directo de -1 Wm^{-2} . La Sensibilidad Climática se fijó en 3.5 °C. Tal selección tuvo lugar dado que, solamente si se derritiera parte del permafrost, se liberarían entre 130-150 GtCO₂e al 2100⁷.

Comenzando con las salidas de Dióxido de Carbono, se puede apreciar que en ambos escenarios, las concentraciones de CO₂ aumentan aunque se quedan ligeramente por debajo en el escenario A1, el nivel máximo de la concentración es de poco más de las 800 ppm y de 680 ppm en el escenario A1. Particularmente el valor obtenido para A2 es preocupante.

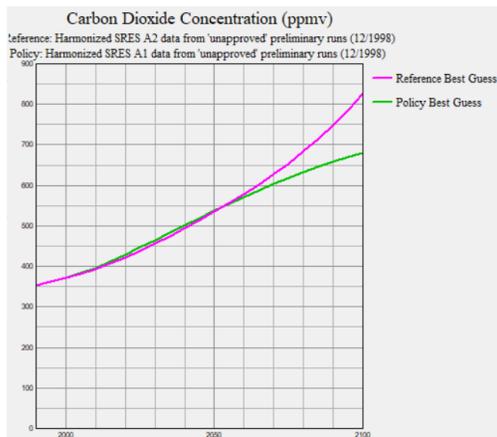


Figure 5.1: Concentración de CO₂

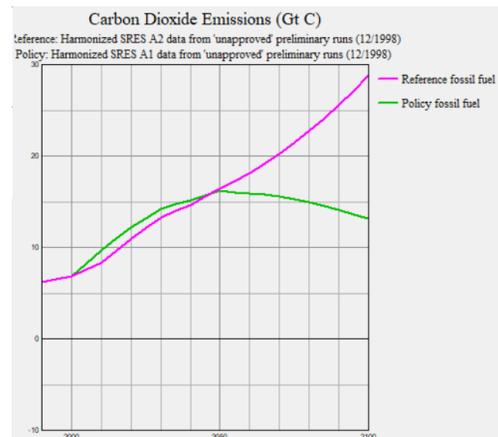


Figure 5.2: Emisiones de CO₂

En términos de emisiones, la diferencia sí es radical. En A2, las emisiones se incrementan a lo largo de todo el periodo, y en el A1 las emisiones bajan a niveles de 2030 desde la mitad del periodo de tiempo en consideración que es a partir del año 2050, año en el cual está planeado que se consolide el grueso de las políticas energéticas amigables con el ambiente alrededor del mundo. Nótese también la diferencia entre concentración y emisiones. La concentración es la suma en un momento dado de las emisiones del compuesto en cuestión. La concentración no necesariamente aumenta siempre, pues los compuestos decaen o se convierten o separan en otros o son absorbidos por el océano, de tal forma que la concentración del compuesto en la atmósfera, como CO₂ por ejemplo, no permanece de esa forma por siempre, sino que con el tiempo se altera.

Available at: <https://www.carbonbrief.org/explainer-how-scientists-estimate-climate-sensitivity> Accessed, Jan 2020.

⁷Smedley, Tim. "The Poisons Released by Melting Arctic Ice". *BBC Future*. 17 June 2019. Available at: <https://www.bbc.com/future/article/20190612-the-poisons-released-by-melting-arctic-ice>, Accessed, Dec 2019.

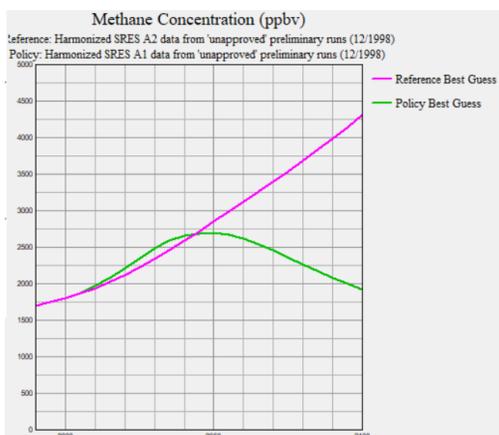


Figure 5.3: Concentración de Metano

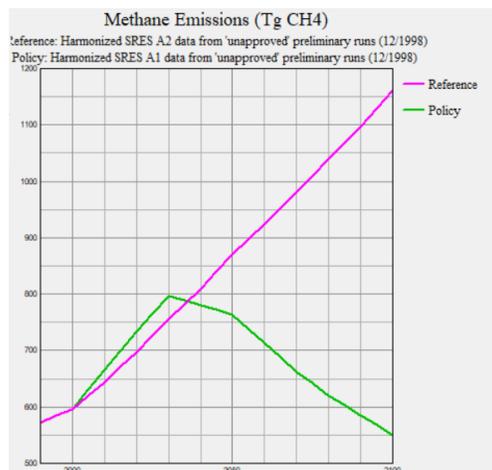


Figure 5.4: Emisiones de Metano

Por otro lado, sin importar los esfuerzos que se hagan por contener las emisiones, el incremento en el nivel del mar en ambos escenarios es cercano a los 50 cm con respecto a 2020. Note que estos valores pueden parecer no tan alarmantes dado que muchas de las estimaciones pasadas toman como nivel base 1990, y en esos 30 años el nivel del mar subió algunos centímetros más que en la presente estimación no se contemplan. Asimismo, en ambos escenarios la temperatura supera el umbral de los 1.5 °C establecido por el IPCC, aunque en el caso del escenario A1, sí se queda ligeramente por debajo del segundo umbral de 2 °C.

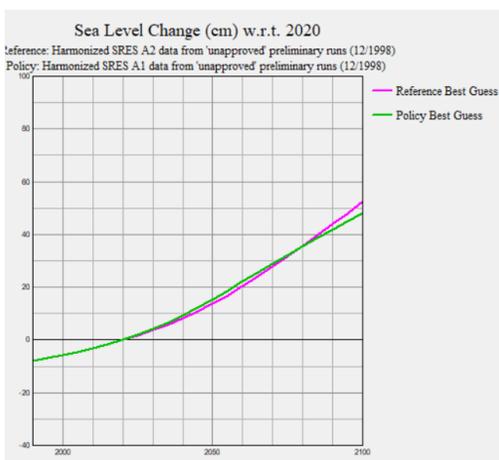


Figure 5.5: Cambio en el Nivel del Mar.

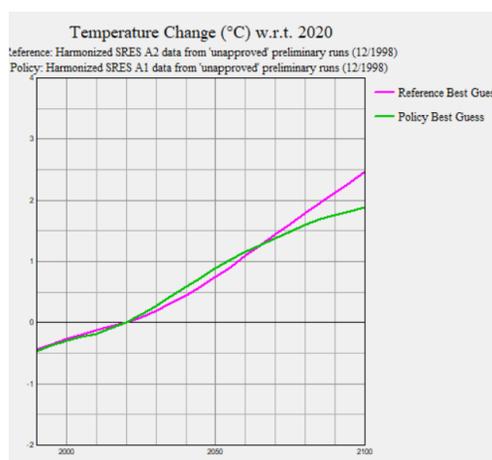


Figure 5.6: Cambio en la Temperatura.

Para la generación de escenarios con el módulo de SCENGEN, se tomó un intervalo de tiempo hasta el año 2100 con un ensamble de todos los modelos de patrones de emisiones de Gases de Efecto Invernadero. La sensibilidad climática que se tomó fue mediana. Note que la sensibilidad tomada es sumamente conservadora, pues si se activaran los umbrales climáticos del capítulo II, la sensibilidad climática debería ser considerablemente más alta.

Comenzando a revisar las salidas de escenarios, específicamente con la variación de la temperatura hacia final de siglo, la diferencia con respecto de la estimación anterior es que aquí se toman en cuenta los Gases de Efecto Invernadero junto con el SO₄, por lo que el incremento de temperatura es mayor en los siguientes escenarios. Adicionalmente, en contraste con las estimaciones de MAGICC, aquí se toma un ensamble de todos los escenarios.

Para el caso A1, lo primero a observar es que la variación más abrupta ocurre en los polos, tanto en la Antártida como en el Ártico, pero no solo eso, sino que también regiones más sureñas como Estados Unidos, Europa, China y Rusia sufren variaciones más abruptas, de más de 3.5 °C. Otro punto interesante es que, en el caso de México la temperatura sube más de 2.5 ° en las regiones centro-norte y hasta 2 ° en el sur.

Adicionalmente, es menester notar la región del amazonas la cual sufre un incremento de temperatura de entre 2 - 2.5 °C, incremento que podría intensificar la sequía de este ecosistema. Las variaciones de temperatura mostradas son incrementos bastante considerables teniendo en consideración que este es el escenario benigno, donde se intenta controlar el cambio climático.

Por otro lado, para A2, la situación es absolutamente fatídica. Todas las latitudes por encima de la frontera Mexicana tienen variaciones de temperatura por encima de los 3.5 °C, lo cual sin duda traerá derretimiento masivo de los glaciares y del permafrost, así como una porción importante de la Antártida. Por el otro lado, para México el incremento de temperatura es de más de 2.5 °C, lo que podría tener consecuencias desastrosas para las cosechas.

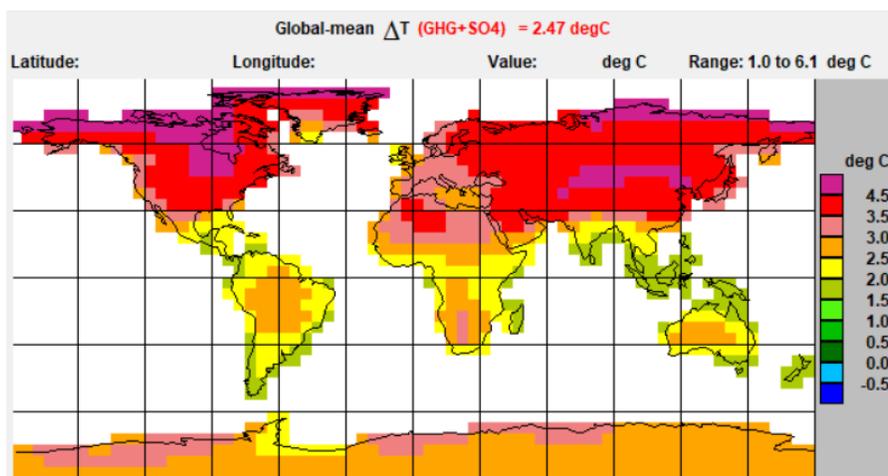


Figure 5.7: Escenario A1, Variación de la Temperatura.

En el caso de la precipitación, los efectos son mixtos y dependen de la mayor convección, en parte, de-

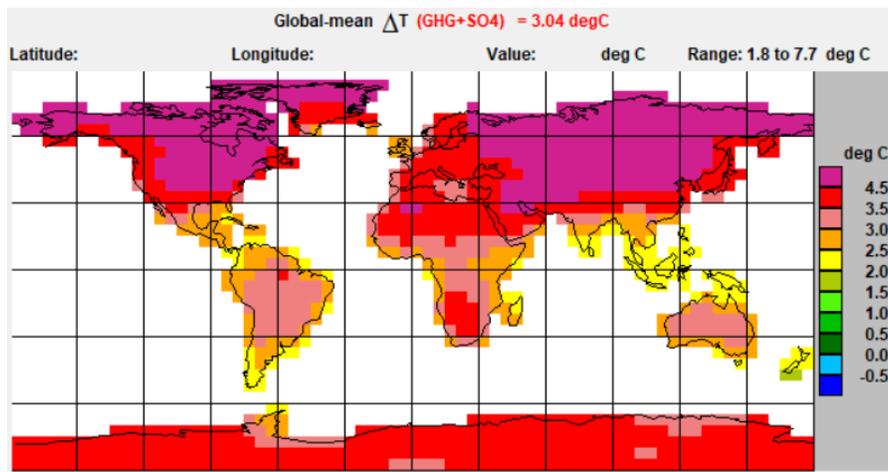


Figure 5.8: Escenario A2, Variación de la Temperatura.

bida al calentamiento del planeta. Para el escenario A1, la precipitación se incrementa en todas las zonas polares, lo que podría traer un reverdecimiento de los bosques que en principio podría funcionar como un sumidero de GEI. Para México, existe un incremento minúsculo de poco más de 5%; para la región este del amazonas se proyecta un decremento de precipitación, lo que seguramente redundará en sequía y en pérdida de cobertura selvática. Note también que la zona del mediterráneo muestra una reducción de entre 5 a 10 % de la precipitación, lo que podría complicar la habitabilidad de esta área, que es de las zonas más ricas y prósperas de Europa.

Sin embargo, el escenario A2 es mucho más extraño. Dado el mayor incremento de la temperatura global, existe más precipitación en casi todas las regiones del mundo excepto en el mediterráneo, México, el este de Brasil, el Sur de Africa y partes de Australia. Particularmente, México pierde 5% de la precipitación, lo que confirma lo dicho respecto del escenario A1, que es la gran posibilidad de sequías en las zonas cercanas al ecuador. Asimismo, podrían haber migraciones hacia afuera del ecuador por falta de agua que traería fallas en los cultivos, a menos que se implementen otras soluciones como desalinización masiva del agua de mar, por ejemplo.

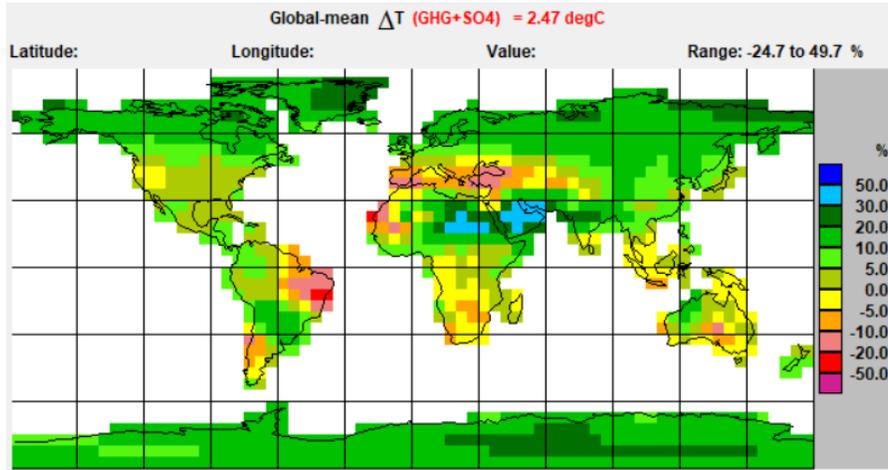


Figure 5.9: Escenario A1, Variación de la Precipitación.

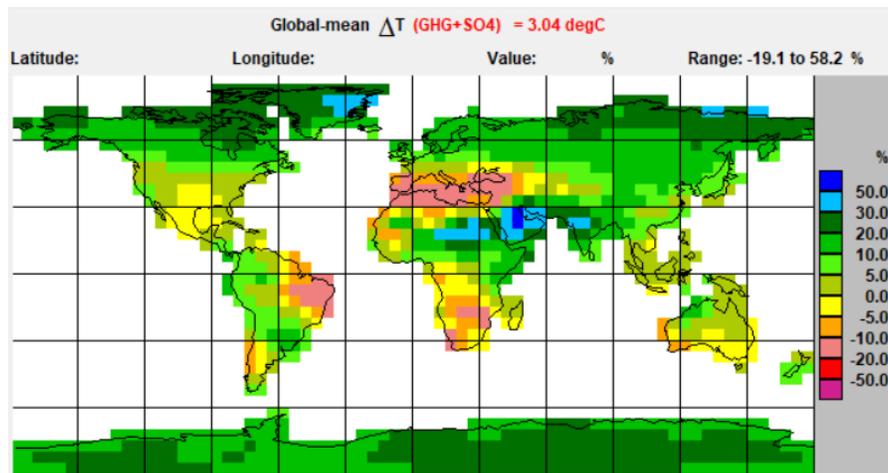


Figure 5.10: Escenario A2, Variación de la Precipitación.

5.3 Modelación mediante CLIMLAB

Como ya se mencionó anteriormente, MAGICC es una compilación de los resultados de los modelos, no el modelo en sí. Consecuentemente, no es posible alterar demasiados parámetros ni enfocarse en aspectos demasiado particulares del clima. Dado lo anterior, en la siguiente sección se utilizará ClimLab que es una herramienta desarrollada en Fortran con API en Python. En si mismo, cae dentro de la categoría de modelos de complejidad intermedia, con la ventaja de que el usuario puede manipular una cantidad bastante mayor de parámetros comparada con la versatilidad que ofrece MAGICC. En esta herramienta se realizan algunas de las estimaciones que son de interés a este proyecto, como la retroalimentación del hielo-albedo, la retroalimentación de sensibilidad climática y por último, interacción atmósfera-océano. El proyecto utilizó como base el trabajo de Brian Rose (Rose, 2020), para el cual, alteramos tanto el código como los parámetros de modelo respecto de los que él utilizó con la finalidad de adaptarlo a nuestras necesidades de investigación. Los siguientes apartados se realizaron principalmente mediante ClimLab y la documentación del Profesor Brian Rose del Departamento de Ciencias Atmosféricas de la Universidad de Albania.

5.3.1 Cambio del Albedo

Para comenzar, en la primera simulación se intenta investigar el efecto de la desalinización del agua de mar por el derretimiento de los polos a la vez que se incrementa la concentración de CO₂ en un periodo de 80 años, es decir, desde la fecha actual hasta final de siglo. En este primer ejercicio no se incluye efecto alguno de retroalimentación. En todas las salidas se considera un albedo de escalón con la finalidad de intentar representar la variabilidad del mismo respecto de las diferentes latitudes, teniendo un coeficiente elevado en latitudes cercanas a los polos y relativamente bajo cerca de los trópicos. La forma del albedo se muestra en la Figura 5.11:

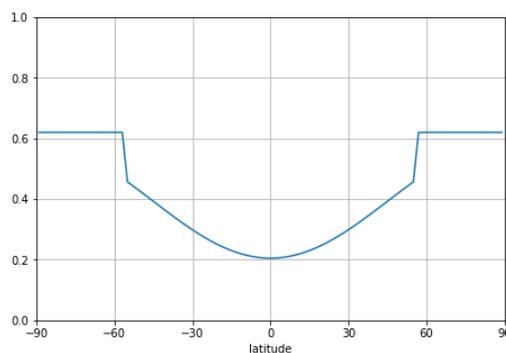


Figure 5.11: Forma hipotética del Albedo en escalón.

Con la finalidad de llevar los escenarios a un extremo, valdría la pena preguntarse qué puede pasar si el descongelamiento fuera extremo, tanto que incluso que la salinidad bajara a niveles comparables a los del

agua potable; lo anterior lo conseguimos fijando la temperatura de congelación en un nivel cercano a los 0° C. Nótese que no aseveramos que este escenario sea posible, sino que se toma a manera de referencia como uno extremo, es una alegoría, como la que se realiza en Física cuando se estudian gases ideales. Para esta salida, se asume un nivel de CO2 inicial de 400 ppm y uno final de 1300 ppm así como un periodo final de 80 años. Lo primero que uno puede apreciar es que, si de inicio la salinidad es baja, el CO2 no es el efecto que domina la congelación del agua marina, sino la salinidad. La Figura 5.12 muestra que en ambos escenarios la congelación del oceano es amplia, pues esta llega a latitudes tan cercanas a los $\pm 40^{\circ}$ C. Asimismo muestra temperatura alta solamente en áreas muy cercanas al trópico. Por otro lado, lo que se puede apreciar es que, contrariamente a lo que la intuición marca, un calentamiento global que lleve al derretimiento de los polos, trae más congelación y menores temperaturas en las regiones cercanas a los polos gracias a que el albedo aumenta. Note que aún con una concentración de CO2 tan alta como el triple del escenario base, el efecto del mismo no es tan significativo como aquel de la salinidad, es decir, el efecto de calentamiento por gas de efecto invernadero pasa a ser ligeramente secundario una vez que se dio un derretimiento inicial que lleve a la desalinización.

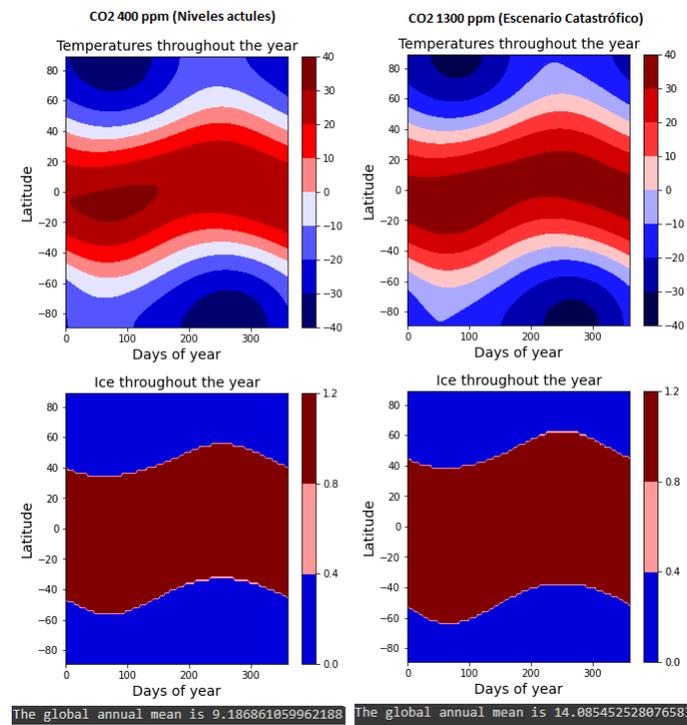


Figure 5.12: Salida hipotética con salinidad baja.

Comparemos este escenario con uno donde la salinidad está en niveles normales, es decir, no se ha roto el ciclo de la termohalina del atlántico como consecuencia del derretimiento de los polos. Con respecto al caso anterior, lo que se mantiene constante es la segunda salida en donde se muestra una potencial alta

concentración de Dióxido de Carbono. En este caso y como se muestra en la Figura 5.13, se aprecia que las temperaturas son considerablemente más altas, sobre todo en el escenario de alta concentración de CO₂. Adicionalmente, la cobertura de hielo es menor en este último escenario. Ciertamente, salvo la variación que se muestra con respecto al CO₂ a 1300 ppm, el resto de los parámetros de modelo representa un escenario como en el que vivimos actualmente, por lo que ni la temperatura ni la cobertura de hielo son substancialmente diferentes a lo que esperaríamos observar.

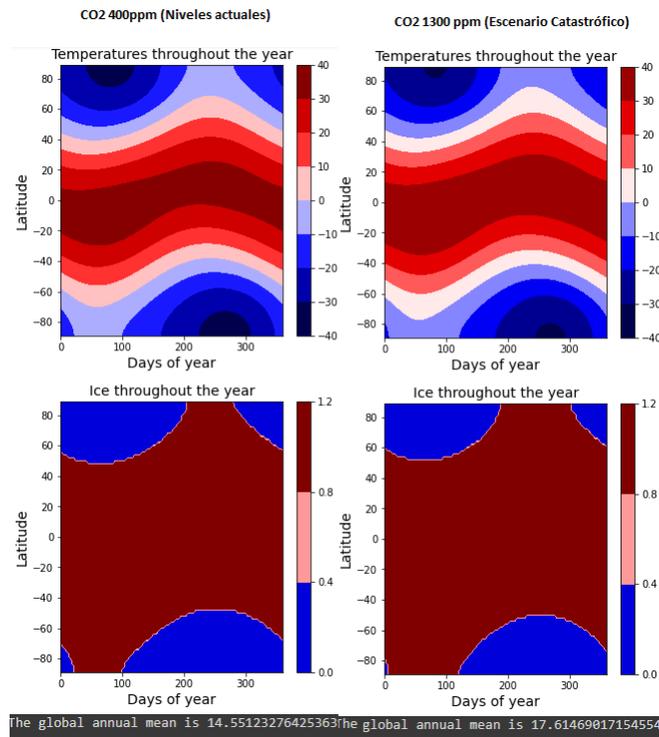


Figure 5.13: Salida hipotética con salinidad a niveles normales.

Sin embargo, consideremos ahora la interacción de las condiciones mostradas en el escenario normal junto con una alta persistencia de otros gases de efecto invernadero. Para comenzar, como se puede apreciar en la Figura 5.14, las temperaturas son considerablemente más altas en latitudes más cercanas a los polos. Se puede apreciar que a diferencia del caso anterior, la brecha correspondiente temperaturas por encima de los 30° C abarca latitudes más por encima y por debajo de lo que ocurre en el caso normal. Asimismo, esta brecha es más ancha en el caso de alta concentración de CO₂ y existe un periodo durante el verano, donde la temperatura es tan alta que esta no baja de los -10° C ni siquiera en latitudes altas, lo que es un primer indicio de derretimiento glacial, el cual no se había visto en ninguno del resto de los escenarios.

Lo anterior se confirma con las gráficas de hielo a lo largo del año, las cuales muestran en ambos casos un derretimiento amplio durante el verano hasta latitudes altas y otro derretimiento en la antártida durante

el verano antártico y algunos días posteriores. De ser este el caso, deberíamos esperar el colapso glacial en varias secciones del continente antártico, como el área oeste donde se encuentra el glaciar Thwaites, que actualmente se le considera en alto riesgo de colapso. Todo lo anterior traerá incrementos de nivel del mar importantes en donde regiones de Bangladesh, India , China, Vietnam, Tailandia, Egipto y Estados Unidos podrían volverse inhabitables, (Nicholls et al., 2007) lo que a su vez fomentará la migración forzada.

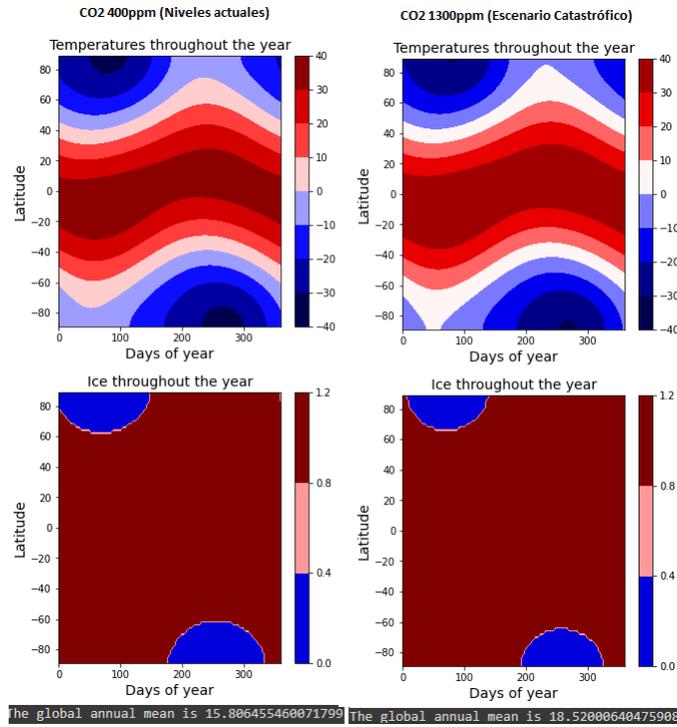


Figure 5.14: Salida hipotética con alto impacto de cambio climático por CO2 y otros GEI.

5.3.1.1 Retroalimentación del Albedo.

En esta sección, en contraste con la anterior, se presenta la manera en cómo cambia la formación de hielo de forma interactiva mediante un polinomio de Legendre, el cual es función de la temperatura de congelación. El modelo está basado en uno de Balance de Energía de una sola columna con transporte difusivo de calor. De acuerdo con (Rose, 2020), esto se puede lograr de la siguiente manera, y la razón es muy sencilla y es que que P_2 es función de los parámetros de congelación, por lo que estos pueden variar.

$$\beta(\phi, T(\phi)) = \begin{cases} \beta_0 + \beta_2 P_2(\sin \phi) & T(\phi) > T_f \\ \text{(Sin hielo)} & \\ b_i & T(\phi) \leq T_f \\ \text{(para la porción cubierta en hielo)} & \end{cases}$$

donde $P_2(\sin \phi) = \frac{1}{2} (3 (\sin \phi)^2 - 1)$

5.3.1.1.1 Simulación 1: Escenario Base (BaU)

Esta simulación es el escenario base, toma la temperatura de congelación estándar de -10 . Sin embargo, toma un incremento en emisión por grado centígrado de -4 . El tiempo de Simulación es de 80 años y la amplificación polar es de 4. Note el lector que en contraste con el escenario de (Rose, 2020), nosotros estamos tomando un cambio en A más amplio con la finalidad de representar, al menos en parte, el aumento de la temperatura por parte de nuevos gases, el resto del incremento de la temperatura se realiza mediante parámetros de modelo. Para cada uno de los settings se presentan los Energy Budgets así como la salida de temperatura contra latitud. En cuanto a esta última salida, para cada escenario se representa la amplificación polar mediante tres modelos: el modelo 1 sin forzamiento adicional con parámetro $= 0$; el modelo 2, con parámetro $-y$; el modelo 3 con parámetro $-2*$.

Comenzando con la Figura 5.15, en el escenario base se puede notar que cerca del ecuador, es decir, cerca de latitud cero al centro de la gráfica, el comportamiento es ciertamente estándar, en onda corta alcanza cerca de 300 W m^{-2} ; en onda larga (la radiación que sale) tampoco hay grandes cambios y la radiación neta muestra un balance positivo en una región entre las latitudes de 40° y -40° . Lo más importante a notar, es que en este escenario, en las regiones por encima de 70° y debajo de -70° hay un salto abrupto hacia abajo en radiación neta y en onda corta, lo que es un indicio de congelación de esas regiones. Es decir, si bien es cierto que la temperatura aumenta, todavía queda un poco de hielo en los polos a pesar de existir retroalimentación. Veamos qué información nos da el resto de los modelos donde el parámetro Δ varía.

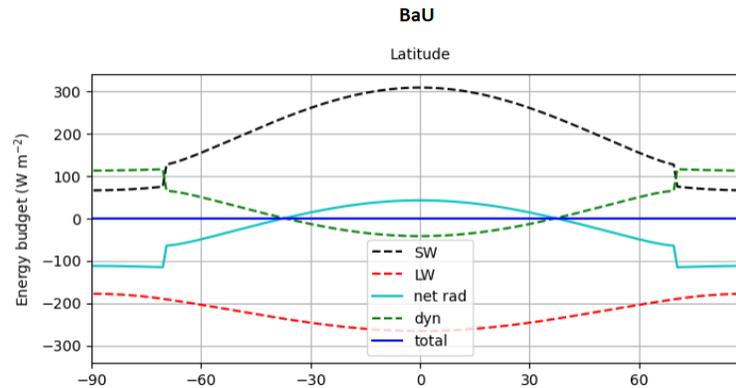


Figure 5.15: Energy Budget Escenario Base.

La Figura 5.16 muestra como en las zonas cercanas al ecuador hay una diferencia considerable entre los tres modelos de casi 4°C . Por otro lado, uno de los aspectos más fundamentales a notar es en cómo cambia la temperatura en los polos. El gráfico muestra que hay una diferencia grande del escenario base a los dos con amplificación, es decir, los modelos 2 y 3 están relativamente cercanos entre ellos y muy distantes de 1, lo cual no ocurre cerca del ecuador consecuentemente, esto sugiere que en efecto, existe amplificación

polar, pues los modelos muestran que estas regiones se calientan más rápido aunque, vale la pena notar que incluso en el modelo más extremo dentro del escenario base, sigue existiendo congelación de los polos, pues el modelo 3 muestra temperaturas por debajo de los $0^{\circ}C$.

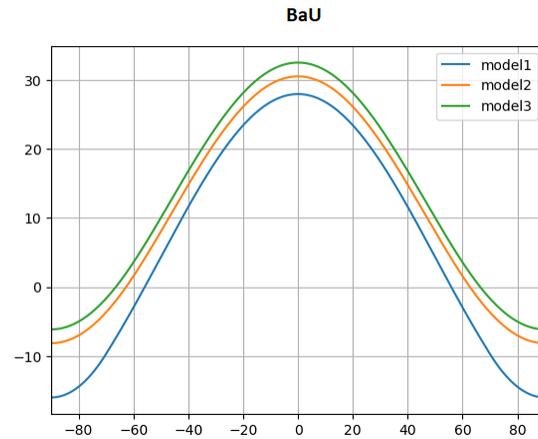


Figure 5.16: Cambio de temperatura Escenario Base: Temperatura en grados centígrados vs. Latitud

5.3.1.1.2 Simulación 2. Escenario de calentamiento extremo .

Los parámetros de modelo son incremento en emisión por grado -4; tiempo de Simulación 80 años, y una amplificación polar más amplia. Para comenzar, la Figura 5.17 el comportamiento en zonas cercanas al ecuador es sorprendentemente similar al del escenario base: La radiación neta es positiva y de magnitud similar en las mismas zonas al igual que en onda larga. Sin embargo, la diferencia aquí yace en los extremos, en las zonas cercanas a los polos. En estas zonas podemos apreciar que el salto abrupto en onda corta y en radiación neta ya no existe, es decir, es como si ya no hubiera aquello que refleja la radiación, y de hecho es lo que potencialmente podría pasar, que exista un descongelamiento total de los polos.

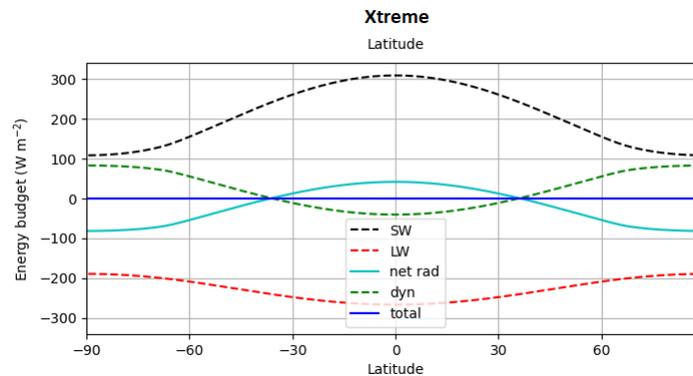


Figure 5.17: Energy Budget Escenario Extremo.

La hipótesis anterior se confirma al menos parcialmente, por el modelo tres mostrado en la Figura 5.18

donde todas las temperaturas, incluidas aquellas de los polos, están por encima de los $0^{\circ}C$, aunque vale la pena mencionar que esto solo ocurre en el escenario extremo dentro del grupo de los escenarios extremos, pues para el modelo 2, al menos en ciertas latitudes altas sigue habiendo congelamiento.

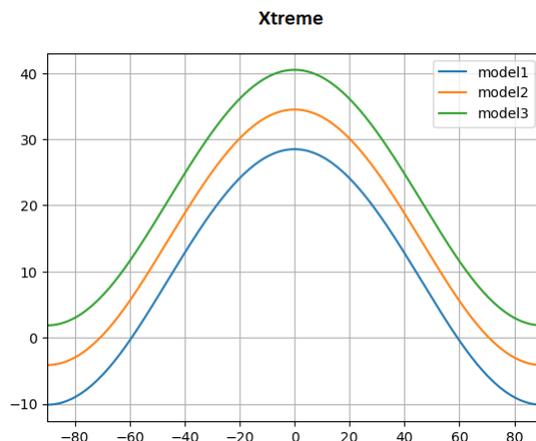


Figure 5.18: Cambio de temperatura Escenario Extremo: Temperatura en grados centígrados vs. Latitud

En suma, si bien es cierto que estos escenarios son extremos, la idea de este apartado es revisar qué ocurre cuando incorporamos más condiciones de calentamiento que son equivalentes a aquellas de ciclos de retroalimentación, los cuales, de ser activados, todos ocurrirían al unísono y tenderían a asemejarse a nuestros escenarios extremos.

5.3.2 Ciclo retroalimentación de la Sensibilidad Climática

La intención de este apartado es estudiar qué pasaría cuando el clima experimenta un forzamiento no solo alimentado por Dióxido de Carbono sino por otros gases de efecto invernadero que potencialmente podrían salir a la atmósfera consecuencia de los ciclos de retroalimentación que se presentaron brevemente en capítulos anteriores. Si bien es cierto que estas salidas no simulan los ciclos de retroalimentación *per se*, sí muestran las consecuencias de las emisiones de GEI que de ellos devienen. Se presentan modelos base y extremos con retroalimentación de los GEI y sin ella, de tal forma que tenemos 4 conjuntos de simulaciones:

- Base sin retroalimentación.
- Base con retroalimentación.
- Extremo sin retroalimentación.
- Extremo con retroalimentación.

5.3.2.1 Escenario Base

A continuación se muestran los parámetros utilizados en esta simulación: reducción del Albedo promedio global a 0.2 lo cual intenta representar una reducción considerable de los glaciales. Doble de emisiones de

CO₂ respecto del nivel actual que cerraremos a 400ppm. Tiempo de estudio 80 años. En el escenario base, no se incorporan forzamientos adicionales.

5.3.2.1.1 Resultados: Primeramente, el sistema está fuera de equilibrio en tanto la diferencia de entre el Absorbed Solar Radiation (ASR) y el Mean Outgoing Longwave Radiation (OLR) es de $-1.37412945e - 06 \text{ WM}^{-2}$. El efecto de Forzamiento radiativo instantáneo esta compuesto por la diferencia entre dos componentes, que son el ASR del modelo perturbado contra el modelo base y la diferencia en OLR del modelo perturbado respecto del modelo base. La Primera parte, la diferencia entre ASR es de 0.05 WM^{-2} y la segunda de -3.4 WM^{-2} . Para calcular el forzamiento radiativo instantáneo debemos restar estas cantidades, lo cual da 3.46 WM^{-2} , que es el efecto neto de forzar el sistema con un incremento del CO₂ alterando el albedo a un nivel en donde el derretimiento polar es alto.

Como se discute en (Rose, 2020), se evalúa el cambio de temperatura estudiando la parte alta de la atmósfera, en la estratósfera y en la tropopausa de tal forma que la estratósfera se ajusta al incremento de GEIs y la temperatura en la tropopausa y en superficie permanecen sin cambios, lo cual lleva a un total de 6.37 WM^{-2}

Estando ya en posición de calcular la sensibilidad climática, que es el calentamiento necesario en superficie para balancear el *energy budget* después del forzamiento. Primeramente se realizará sin interacciones y posteriormente con interacciones de GEI. En ambos casos, el cambio se medirá en superficie utilizando gráficos de presión/temperatura en un modelo de columna. Para comenzar, el modelo comienza fuera de equilibrio en 1.84 WM^{-2} . La Figura 5.19 muestra cómo cambia la temperatura en este escenario sin interacciones para los diferentes modelos. Cuando la cantidad de hectopascales es baja, es decir, a una altura grande, la temperatura aumenta, alcanzando un mínimo por encima de los 200hPa, que son alrededor de 11km. Asimismo, se puede apreciar que en superficie, los modelos forzados tanto ajustado como en equilibrio son los que presentan la temperatura más grande. Este cambio se verá incrementado en la siguiente sección, cuando se incorpore el efecto de un segundo forzamiento y su interacción con él.

En el caso con retroalimentación, el forzamiento se hace mediante la interacción de vapor de agua y metano. En particular este último, como se vió en el apartado de derretimiento de permafrost, puede ser un gas de corta vida que sin embargo tiene un potencial grande de captura de calor. Para comenzar, la sensibilidad climática de equilibrio es de 4.2 es decir, la interacción de estos GEI lleva a un incremento de casi 4.2° K, que es considerablemente más que el incremento de temperatura en el escenario donde solo se incorpora un forzamiento.

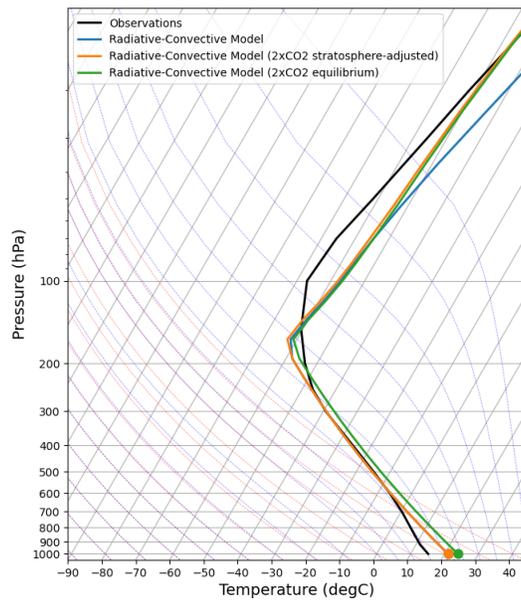


Figure 5.19: Presión y temperatura para Escenario Base sin Retroalimentación.

La Figura 5.20 muestra los diagramas de temperatura y presión, nos es de particular interés lo que ocurre en superficie, en donde la gráfica de la derecha, la cual muestra la temperatura cuando incorporamos forzamientos, muestra un incremento muy importante en la temperatura, de no menos de 3° C con respecto al gráfico de la izquierda, el cual muestra el modelo base de la Figura 5.19, y donde se muestra el escenario base. Por minúsculo que parezca, un cambio de tal magnitud es de hecho sumamente significativo y notablemente activaría varios de los ciclos de retroalimentación antes comentados, lo cual, de acuerdo a la ganancia del sistema, dicho forzamiento amplifica el cambio en más de 2.5 veces, respecto del escenario inicial.

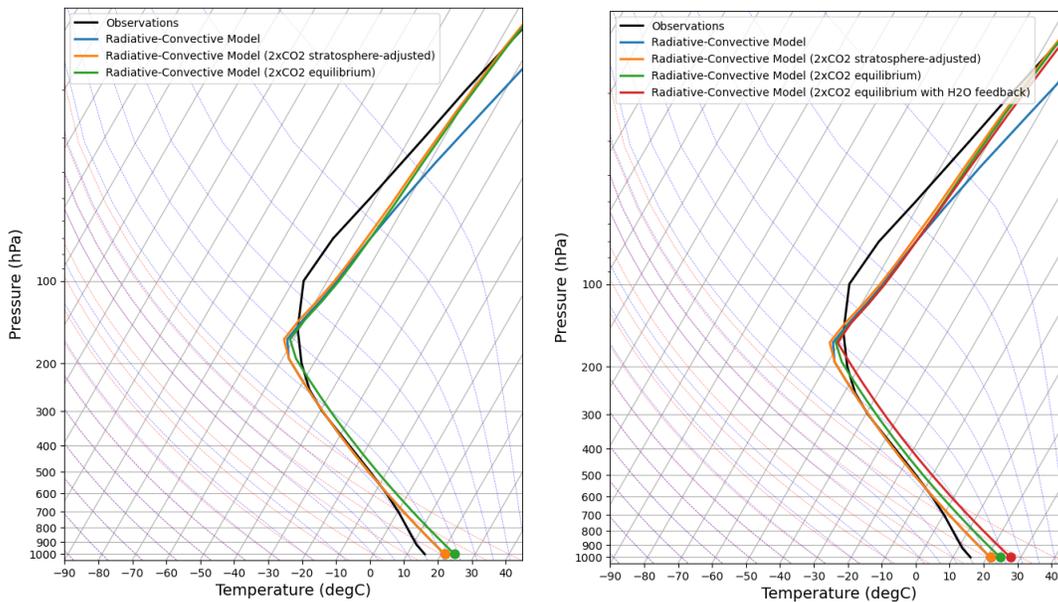


Figure 5.20: Presión y temperatura para Escenario Base y con Retroalimentación.

5.3.2.2 Escenario extremo.

Los parámetros en esta simulación intentan representar un mundo donde varios de los ciclos de retroalimentación han sido activados y por consiguiente, existen forzamientos adicionales a los de el doble de emisiones de CO₂. Los parámetros son los siguientes: Reducción del Albedo promedio global a 0.15 Doble de emisiones de CO₂. Tiempo de estudio 80 años. Incorporación de otros GEI como vapor de agua y metano.

5.3.2.2.1 Resultados: Esta simulación claramente es un escenario catastrófico, sin embargo, es justamente la catástrofe que se activaría si se cruzan los umbrales que activan los ciclos de retroalimentación. Para comenzar, el forzamiento radiativo instantáneo total está en $4.72WM^{-2}$, compuesto principalmente de onda larga en $-4.65WM^{-2}$ y una absorción de $0.72WM^{-2}$, lo cual es un primer indicador de que vamos a encontrar calentamiento.

Con respecto al ajuste de la estratósfera, el forzamiento radiativo es gigante, de $8.86WM^{-2}$. En el modelo de una sola columna, la sensibilidad climática sin retroalimentación nos da un incremento de $2.59^{\circ}K$. En cuanto al *energy budget* tenemos en onda larga 0.52011 y en absorción 0.05201.

La respuesta con retroalimentación con gases de efecto invernadero adicionales nos da un balance de energía de $6.16e-07WM^{-2}$ y una sensibilidad climática de equilibrio de $5.26^{\circ}K$, la cual es sustancialmente más grande que el forzamiento sin retroalimentación y que el forzamiento en el escenario base. La Figura 5.21 compara la gráfica de Presión/Temperatura para el escenario sin retroalimentación contra el escenario con retroalimentación. Nuevamente, el punto importante es notar lo que pasa en superficie, donde en el caso del modelo con GEI, tiene el incremento de temperatura más alto, a $30^{\circ}C$ comparado con el incremento a $25^{\circ}C$ del escenario sin retroalimentación y de 20s bajos del escenario base.

Nuevamente, el cambio de temperatura parece pequeño, mas no lo es, sobre todo cuando se compara con el escenario base, el incremento del modelo más extremo llega bastante más por encima que en los demás casos, por consiguiente, un forzamiento de esta naturaleza que proviene de CO₂, vapor de agua así como de metano, puede causar sin mayor dificultad consecuencias devastadoras por el cambio de temperatura tan súbito hacia el final del siglo.

5.3.3 Modelos de Interacción con el Oceano

Los resultados de los modelos hasta ahora presentados representan el comportamiento de los gases sin que estos interactúen con el oceano, es decir, son modelos principalemnt atmosféricos salvo uno de los resultados donde se mostró una interacción con una capa de agua de 3 metros, la cual es meramente insignificativa. La cuestión aquí es que considerar la interacción con el océano pues la atmósfera calienta el océano, este

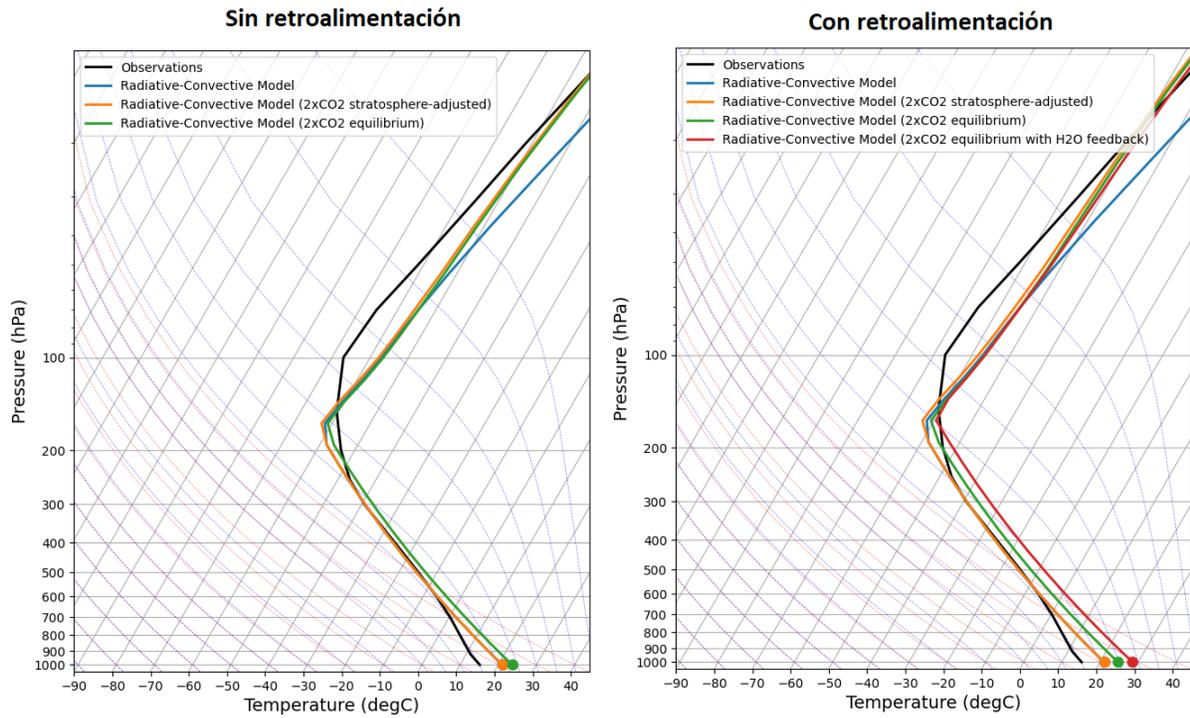


Figure 5.21: Presión y temperatura para Escenario Base y con Retroalimentación escenario extremo.

se calienta a diferentes niveles de profundidad dependiendo de la temperatura de la atmósfera, y regresa calor a la atmósfera, de tal forma que cuando la temperatura de la atmósfera va aumentando, deberíamos esperar que también aumente la temperatura del océano y le regrese calor, es decir, se forma un ciclo de retroalimentación, (Zhang and Perrie, 2001), (Soden and Held, 2006).

Para el siguiente ejercicio, se asume que conforme los ciclos de retroalimentación van ocurriendo, más gases de efecto invernadero se adicionan a la atmósfera de una forma exponencial. Específicamente, se asume que la función que libera CO₂ es $exp^{0.015x}$ como se muestra en la Figura 5.22, en donde da la impresión que las emisiones no crecen demasiado, sin embargo, al final de los 80 años de estudio, estas han alcanzado casi el triple de las emisiones base, cercanas a las 400ppm. Asimismo, se impuso un tope de 4 veces el nivel actual de CO₂ en un horizonte de 80 años. Se crearon dos modelos, el primero más sensible que el segundo en dos corridas, un escenario base y un escenario extremo. En el escenario base, las condiciones son similares a los escenarios mostrados en los modelos anteriores, el albedo es de 0.25 y en el segundo escenario, el albedo se reduce a 0.20.

La Figura 5.23 muestra en la parte superior como la simulación de temperatura atmosférica a lo largo del tiempo crecen sin tocar el límite que se le impuso. Para comenzar, note que en el periodo de estudio de 80 años, la temperatura crece de poco menos de 289° K que equivalen a 15.89° C hasta 293° K que equivale a 20.35° C, es decir, un incremento de alrededor de 4.5° C, lo cual ya de por sí es enorme. Asimismo, no se

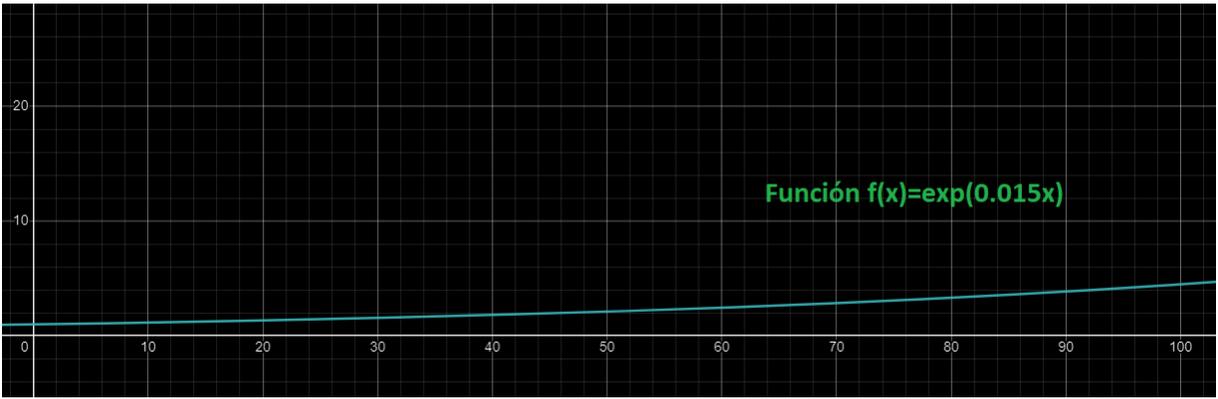


Figure 5.22: Crecimiento exponencial de CO2, acelerado hacia el final del periodo de estudio.

puede tomar este incremento de forma aislada, en tanto este se ha alimentado en parte de la temperatura del océano. En cada año, la temperatura de la atmósfera influye la del océano en diferentes niveles de profundidad y este regresa parte de ese calor a la atmósfera. la Figura 5.23 muestra en su parte inferior, la salida de los dos modelos en donde se grafica la temperatura de hasta 200 metros de profundidad del océano a lo largo de 80 años.

En el primer modelo, que es el más sensible, la temperatura comienza a incrementarse más de 1° K. Si bien es cierto que no parece un incremento grande, este ocurre a más de 2000 metros de profundidad, donde por la ausencia de radiación solar, la temperatura es baja. Consecuentemente un aumento de esta magnitud sí es importante.

Por otro lado, el escenario extremo que se muestra en la Figura 5.24 es radicalmente diferente respecto al escenario base. Para comenzar, la temperatura sube en mayor medida que en el escenario anterior. Notemos que en el periodo de estudio, el intervalo de temperaturas del escenario base va desde 289° K a 294° K, en tanto en el escenario extremo la temperatura comienza en 289° K a más de 300° K en el modelo más sensible, lo que representa un incremento inimaginable, aunque el modelo mainstream pronostica una temperatura de 298 al finalizar el periodo, que es ligeramente más manejable aunque no deja de representar un incremento abismal de temperatura.

Por otro lado, el cambio en la temperatura del océano también es abismal. En la primera gráfica de profundidad (gráfica superior) de la Figura 5.24 que muestra el modelo sensible indica un cambio de temperatura de más de 3° K a una profundidad de hasta 2000 metros hacia el fin del periodo; esta afectación en la totalidad de la capa del océano que se estudia tiene un impacto inmediato cuando retroalimenta la temperatura de la atmósfera, lo cual se muestra en la línea de temperatura color negro, la cual cruza aquella color azul, es decir, la línea negra modela este incremento substancial de temperatura en parte amplificado por el

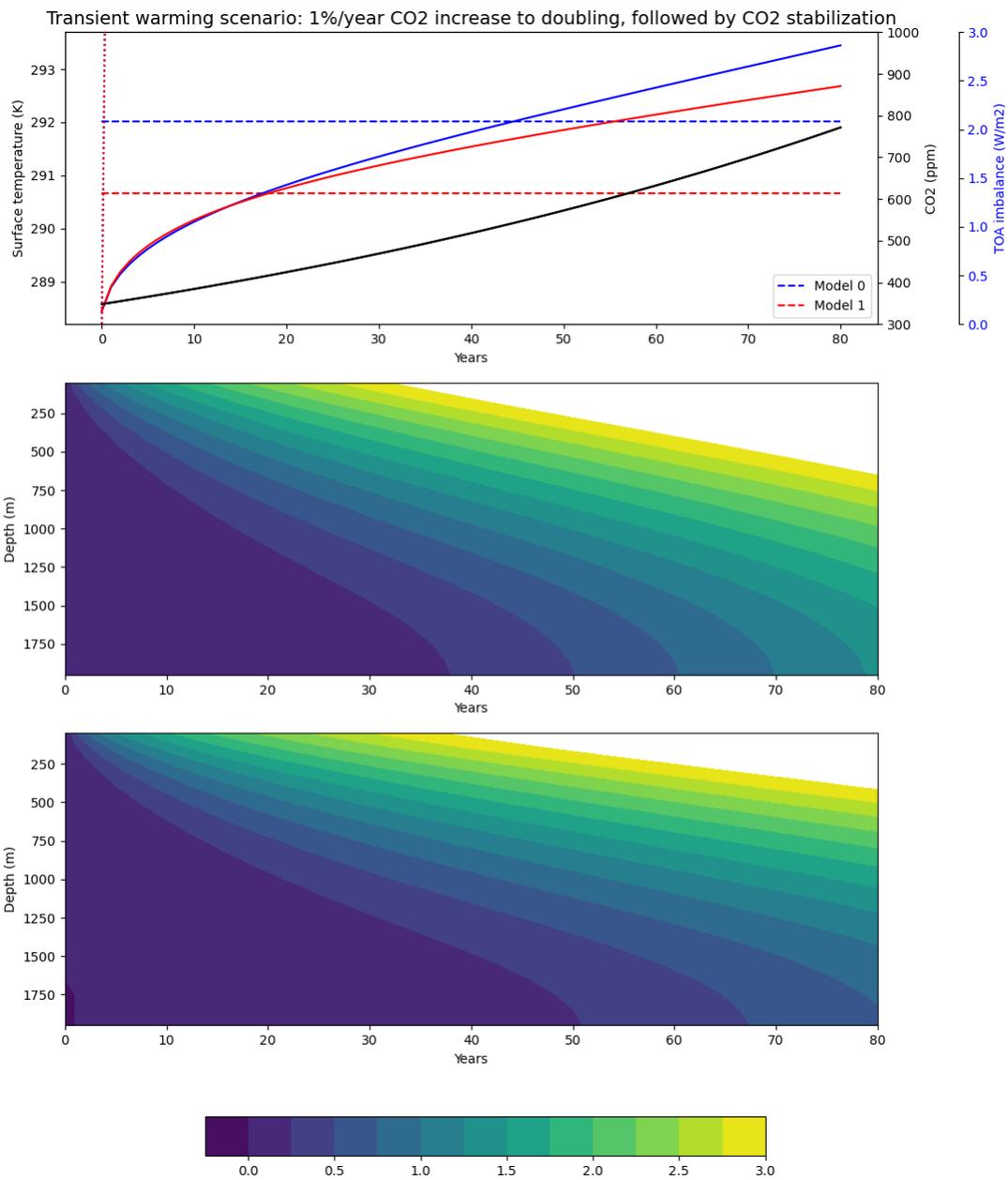


Figure 5.23: Cambio de temperatura Escenario Base: Interacción superficie y océano: Escenario Base..

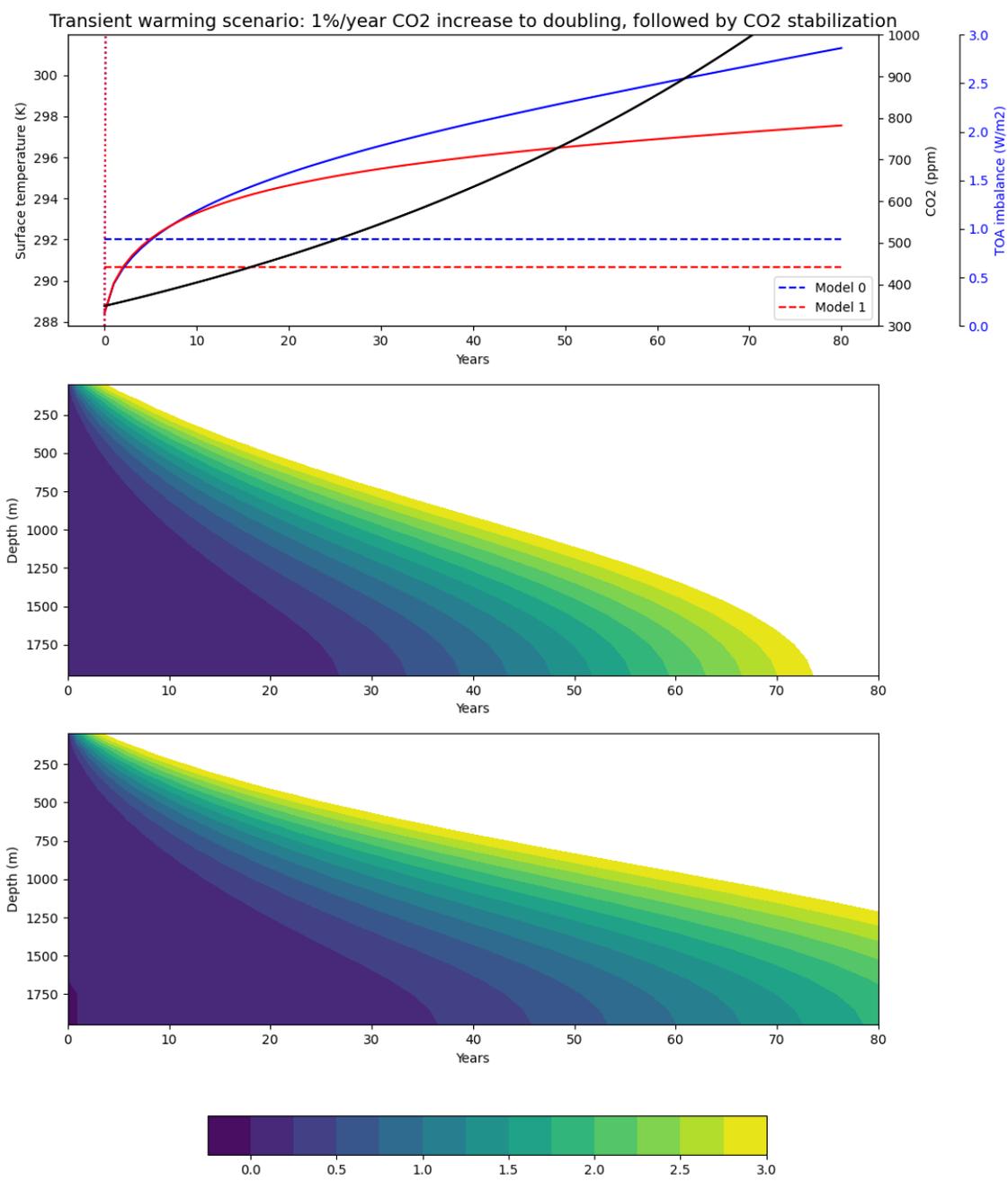


Figure 5.24: Cambio de temperatura Escenario Base: Interacción superficie y océano: Escenario Extremo

calentamiento del océano. Asimismo, el modelo mainstream mostrado en la parte inferior de la Figura 5.24 también muestra un calentamiento importante aún en profundidad, pero de menor intensidad. Comparada con el escenario base, la temperatura aumenta al final del periodo pero en el escenario base, el incremento de más de 3° K solo se da en los primeros 600 metros de profundidad al finalizar el periodo, en tanto en el escenario extremo, dicho incremento supera los 1000 metros de profundidad, es decir, es casi del doble de la intensidad que en el escenario base.

5.3.4 En Suma:

Se decidió explorar la opción de utilizar modelos del sistema terrestre de complejidad intermedia con la finalidad de estudiar aspectos más específicos del clima en comparación con las salidas que tenemos de MAGICC, lo anterior nos permite concluir lo siguiente: Las consecuencias de un calentamiento tan extremo son diversas: en el escenario extremo, la gran mayoría de la vida marina se vería afectada por este incremento, dado que en el escenario extremo, el calentamiento afecta el primer kilómetro de profundidad, una porción importante de las especies posiblemente desaparecería.

Por otro lado, recordemos que se mencionó la alta inestabilidad de los hidratos de metano, de tal suerte que apenas una variación de un par de grados centígrados (dependiendo de la temperatura inicial) puede ocasionar que estos dejen de ser sedimentos y se conviertan en gas que regresa como metano a la atmósfera, el riesgo es que este incremento de temperatura oceánica, podría desestabilizar al menos ciertas zonas de sedimentos de metano, (Jiang et al., 2006). Finalmente, revisamos como el calentamiento puede llevar a un derretimiento glacial parcial, e incluso a uno total de las regiones polares, lo cual traería un incremento en el nivel del mar así como la desalinización parcial del océano, lo cual, tendería a desencadenar otros ciclos de retroalimentación.

La finalidad de este apartado es enfatizar la importancia de tomar acción urgente contra el cambio climático desde la trinchera de cada uno de nosotros. En nuestro caso, esto se refiere a diseñar un sistema energético tan limpio como sea posible, con el menor costo y con la mayor confiabilidad que se pueda implementar. De lo contrario, la humanidad, deberá afrontar consecuencias como olas de calor tan intensas como las del 2022 tan frecuentes como cada tres años, sequías, migraciones climáticas y la expansión de enfermedades tropicales a latitudes más altas y más bajas, entre otras.

Respecto a las salidas de MAGICC, incluso en el mejor y más ideal de los escenarios hay consecuencias climáticas para todo el mundo. Particularmente, los polos se van a calentar más rápido que casi cualquier otra zona en el planeta, lo que podría acelerar el derretimiento glacial y reforzar el efecto sobre el incremento

del nivel del mar, además de afectar otros ecosistemas, como aquel del amazonas.

Por otro lado, México será uno de los países que podría tener efectos más negativos, pues como se mencionó anteriormente, se espera una zona de sequía en casi toda la extensión del país. Consecuentemente, es menester atender el problema de cambio climático no solo en el frente energético, sino en aquel del transporte, la industria, la producción de alimentos y todo aquel que genere GEI, pues estos escenarios muestran las catastróficas de no hacerlo.

5.4 Intermitencia: Eventos de Rampa.

El paso natural en la transición a una matriz más limpia que ayude a evitar las consecuencias climáticas mencionadas en la sección anterior, es la introducción en porcentajes grandes de energías renovables. Vale la pena mencionar que el sector energético no es el único emisor importante de gases de efecto invernadero, sino que también son relevantes el sector transporte, la industria, así como la generación de alimentos, en particular de carne; estos son sectores que también deben de modular su actividad o, en la medida de lo posible, transitar a otra más limpia basada en energías renovables, (Amekuduz et al., 2014),(Shukla et al., 2019).

Sin embargo, una alta penetración de energías renovables trae consigo una cantidad de retos que superar, uno de los cuales se refiere a abordar el problema de la intermitencia de dichas fuentes. Por otro lado, para un país como México, utilizar este tipo de energías es ampliamente factible dada la alta irradiación solar y alta velocidad promedio del viento que se alcanza en varias regiones del país, como se vio en el capítulo II. De esta forma, primeramente se tiene la intención de entender qué tan intermitentes son estas fuentes en términos de eventos de rampa y en términos de teoría de valores extremos, para posteriormente abordar formas de mitigarlas. El primer tema a tratar respecto a la intermitencia son los eventos de rampa, los cuales son incrementos o decrementos de generación grandes en un periodo de tiempo dado, los intervalos de tiempo a estudiar varían dependiendo del objetivo de estudio: cuando se tienen intervalos pequeños, por lo general se estudia la capacidad del sistema de abastecerlos con centrales rápidas, de pico, en tanto para horizontes más grandes, se intenta revisar la confiabilidad a gran escala del sistema, (Mishra et al., 2017). A continuación se presentan las definiciones relevantes al tema así como las estimaciones para el caso Mexicano.

5.4.1 Definiciones.

Como se mencionó anteriormente de manera informal, se puede considerar como un evento de rampa a una variación súbita de la generación eléctrica, ya sea hacia arriba o hacia abajo. La anterior idea no es esta lo único que caracteriza a una rampa, sino que estas están definidas por tener dirección, duración y magnitud, (Holttinen et al., 2016), (Gallego et al., 2014). Nuevamente, la magnitud y el intervalo de duración son cantidades ambiguas que son definidas por el investigador, por ejemplo, para (Potter et al., 2009) se considera una rampa si la variación es de más del 10% de la capacidad nominal de la central o área de generación en un periodo de dos horas; por su parte, (Truewind, 2008) lo divide en cambios en rampa arriba y rampa abajo, de esa forma, una rampa arriba ocurre si en un periodo de una hora el cambio es de 20% de la capacidad nominal y una rampa abajo ocurre si el evento es de al menos 15% de la capacidad nominal. Reiterando que no hay consenso respecto a una definición universal, a continuación se presentan algunas de las definiciones formales más utilizadas. Sean,

$P(t)$ = Señal de generación eléctrica.

Δ_t = Intervalo o ventana de tiempo.

P_{val} = Umbral de generación instalada como porcentaje de la capacidad nominal o bien, de acuerdo a una cantidad preestablecida.

La Figura 5.25 muestra que de hecho sería posible encontrar varios de estos eventos en un día, sobre todo si el umbral de selección es bajo.

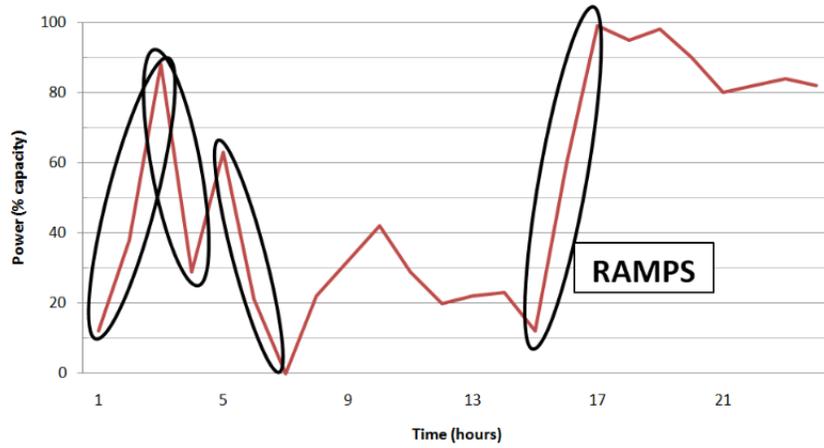


Figure 5.25: Eventos de rampa.
Fuente: (Ferreira et al., 2010)

A continuación se presentan las definiciones más relevantes. Las definiciones 1 y 2 fueron propuestas por (Kamath, 2010), (Ferreira et al., 2010), respectivamente; la tercera definición fue propuesta por (Zheng and Kusiak, 2009) y la cuarta por (Bossavy et al., 2010).

Definición 1: Dado el umbral P_{val} , el cual puede ser un porcentaje de la capacidad nominal de la central eléctrica o bien de la región en cuestión, se dice que ocurre un evento de rampa si,

$$|P(t + \Delta_t) - P(t)| > P_{val}$$

Como se puede ver, el identificar si ocurre un evento depende del ancho del intervalo, de esa forma, podría haber una variación importante en la parte intermedia del intervalo, pero si en los extremos del intervalo la generación permanece a niveles similares, entonces esta definición tendría problemas para detectar el evento, de donde, o se consideran intervalos pequeños o se considera otra definición que sí tome en cuenta la variación en el intervalo, como la definición 2.

Definición 2: Se dice que ocurre un evento de rampa en el intervalo Δ_t si,

$$\max(P(t, t + \Delta_t)) - \min(P(t, t + \Delta_t)) > P_{val}$$

Dado que esta definición trata del máximo o mínimo en todo el intervalo es que considera un poco mejor la variación adentro del mismo. Sin embargo, como se mencionó anteriormente en este apartado, un evento de rampa se caracteriza por tener dirección, duración y magnitud; pero esta definición no nos permite identificar la pendiente, la cual está asociada a la magnitud del evento, por lo que se propuso la siguiente definición.

Definición 3: Sea PRR la tasa de cambio de la rampa, es decir, PRR es una pendiente umbral tal que, todo evento mayor que esa pendiente o tasa de cambio que se considera como base se considerará un evento de rampa. Formalmente, se dice que ocurre un evento de rampa en el intervalo Δ_t si,

$$\frac{|P(t + \Delta_t) - P(t)|}{\Delta_t} > PRR$$

Por ultimo, la siguiente definición se centra no en la cantidad $P(t)$ sino que piensan primero en aplicar un filtro. Los filtros disponibles son variados, puede ser desde una simple media móvil en diferentes horizontes de tiempo, suavizamiento exponencial, filtros adaptativos, o filtros de Kalman, (Ghosh and Raychaudhuri, 2007). La finalidad de aplicar los filtros es eliminar el ruido pero es en este paso donde aparece la interrogante vale la pena preguntarnos, en este contexto, ¿qué es ruido?. Este término quiere decir muchas cosas diferentes dependiendo del entorno en donde se aplique y dependiendo del objetivo de su aplicación, de esta forma, en el sector eléctrico en el tenor referente a la intermitencia, la finalidad de aplicarlo es eliminar picos cortos intradía pero sin suavizar tanto la serie como para evitar que detectemos cambios bruscos. En esta tónica se presenta la última definición.

Definición 4: Sea p_t^f una serie de datos de generación eléctrica filtrada, sea p_t la serie original. Se dice que ocurre un evento de rampa si $|p_t^f| > P_{val}$.

Asimismo, una forma que comienza a prosperar para mitigar los efectos de las rampas son los métodos numéricos y estadísticos de pronóstico de las mismas. Como se dijo en el Capítulo II, existen varios métodos para lograr pronósticos más adecuados, sobre todo si el horizonte sobre el cual se realiza la estimación es de muy corto plazo, lo cual suele ser suficiente para que el despachador central haga *curtailment* si es que es rampa arriba o para despachar otras centrales sustitutas en caso de que sea rampa abajo. El pronóstico de este tipo de eventos cae fuera del alcance de nuestro trabajo, sin embargo, sí abordaremos la identificación de las mismas en el periodo de estudio con la finalidad de comenzar a evaluar qué tan intermitente puede ser el sistema eléctrico Mexicano. Por último en cuanto esta introducción, se presentarán algunas definiciones para caracterizar las rampas monótonas; estas no se numeran dado que no separan el tipo de rampa, sino

que caracterizan cualidades de las mismas.

Definición: Se entiende como la Duración de una rampa al tiempo entre el inicio y el fin del evento en una granularidad temporal definida, la cual puede ser por ejemplo, días, horas o minutos.

Definición: Se entiende como la Magnitud de la rampa a la diferencia en MW entre el inicio y el fin del nivel de generación.

5.4.2 Estimación de los Eventos de Rampa.

La metodología para realizar este apartado no es única, sobre todo en lo referente a los filtros. Al respecto, (Mishra et al., 2017) proponen el uso de una media móvil exponencial dada por $f(c) = [(c - f(p))\omega] + f(p)$ donde, c = valor actual, p = valor previo, $\omega = 2/(N + 1)$ = ponderación. Posteriormente, los autores utilizan *clusters* de K-medias para determinar los *power swings* o cambios de potencia repentinos, es decir, rampas. Por otro lado, (Florita et al., 2013) proponen el uso de un algoritmo de compresión de datos denominado *swinging door algorithm* para la detección de rampas. Este algoritmo es de hecho bastante simple y utiliza muy pocos recursos de cómputo, lo cual lo hace muy adecuado para series de alta frecuencia en el orden de minutos o menos, aunque cabe mencionar que las rampas que son importantes para nuestro trabajo son aquellas en el orden de una o varias horas. Aún así, este algoritmo es una excelente opción para la detección de rampas. De acuerdo con (Arias Correa et al., 2019), el algoritmo consiste de los siguientes pasos:

1. Recibe el primer punto.
2. Establece el punto pivote superior e inferior.
3. Recibe el siguiente punto.
4. Calcula las pendientes con respecto a los pivotes del punto 2.
5. Compara las pendientes actuales con pendientes extremas previas (SU_{max}, SU_{min}). Si SU_{max} > SU_{min}, entonces seguimos al paso siguiente, de otra forma, regresamos al paso 3.
6. Si algún punto está fuera del paralelogramo, se calcula la pendiente y se declara un nuevo primer punto.
7. Se entrega el punto obtenido, denominado c como resultado, el cual será usado como inicial en el siguiente segmento.

Asimismo, (Bri-Mathias et al., 2011) hace una evaluación para generación solar utilizando la irradiación solar. El proceso de detección de rampas en el ámbito solar es un poco más complicado, pues existe una

tendencia inherente a la generación a lo largo del día, por la mañana la tendencia será creciente y por la tarde la tendencia será a la baja, por lo que es común cuando se utiliza este tipo de series el eliminar la tendencia. Los autores tuvieron acceso a datos tan cortos de hasta 1 minuto, utilizan un análisis relativamente sencillo mediante estadísticos descriptivos y prefirieron innovar separando los eventos de rampa por escala de tiempo y por patrón climático. Particularmente, la separación que hacen en este último ámbito trae como hallazgo el que la variabilidad, y por tanto, la cantidad de eventos de rampa, sea considerablemente más reducida en días con cielo despejado y en días nublados. Claramente cuando no hay nubes o hay muchas no va a haber muchos eventos de rampa pues la variabilidad es poca, en contraste con días medio-nublados donde hay periodos intermitentes con sol y otros con nubes la variación aumenta.

Se utilizaron los datos de generación conjunta de energía solar y eólica en porciones 50/50 para el año 2014 por hora. Se utilizó el algoritmo antes descrito junto con la definición 1 de eventos de rampa. La razón de utilizar esta definición fue que para el grueso de los casos revisados, no había mucha diferencia entre los resultados que arrojaron la definición 1 y la 2. Se consideraron los casos de eventos de rampa en horizontes de 3, 9 y 24 horas con umbrales de capacidad total de entre el 20% de la capacidad hasta el 60%. A continuación se presentan los resultados.

5.4.2.1 Rampas de 3 horas.

Para comenzar, tenemos los resultados en un horizonte a 3 horas, es decir, lo que estamos buscando aquí son rampas de muy corta duración. Los umbrales de selección van desde el 20% del máximo de generación en todo el periodo hasta el 40%. La Tabla 5.1 muestra la cantidad de eventos totales, sin distinguir la dirección de la rampa. En el primer renglón, por ejemplo, se puede apreciar que hubo un total de 347 eventos de rampa con una magnitud mayor al umbral del 20% del máximo de generación. En promedio las rampas fueron de 519 MW y la más grande fue de 2388.58 MW, es decir, en general, las rampas no suelen ser grandes. Por otro lado, de la misma tabla se puede apreciar que la cantidad de eventos se reduce sustancialmente cuando incrementamos el umbral a 30%, y cuando el umbral es del 40%, simplemente no hay eventos, es decir, confirma nuestra afirmación referente a que no hay eventos grandes, al menos cuando se consideran periodos de 3 horas.

% of Maximum Capacity	Total Events	Average Ramp Size (MW)	Largest Ramp (MW)
20.00	347.00	519.38	2388.58
30.00	9.00	655.24	2388.58
40.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.1: Rampas en intervalos de 3 horas.

Asimismo, la Figura 5.26, la cual es un histograma de frecuencias, confirma lo establecido previamente, es decir, que el grueso de los eventos de rampa son de una magnitud en MW baja, en tanto son sumamente

escasos los eventos de una magnitud mediana o grande.

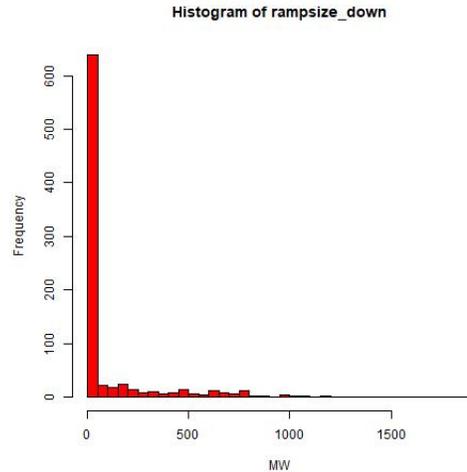


Figure 5.26: Histograma de eventos a 3 horas.
Frecuencia vs Tamaño en MW.

Por otro lado, la Tabla 5.2 muestra los eventos de rampas ascendentes. Estos eventos son relevantes dado que aportan generación extra que podría ser no deseada, lo cual tendería a forzar al despachador a apagar centrales que ya habían sido programadas. Este tipo de rampas están asociadas a eventos extremos y rápidos pero momentáneos, es decir, un huracán que en principio pondría a los aerogeneradores a su máximo no podría entrar en tal categoría, dado que dura varios días. Como comentario al margen, en términos de confiabilidad ante eventos como un huracán o ciclón, los aerogeneradores son bastante seguros pues pasan a un modo de supervivencia en donde orientan las hojas de la hélice hacia el viento para reducir el área de contacto, proceso que se le denomina *Feathering*, algunas turbinas incluso pueden ser bloqueadas para evitar mayores daños⁸, de hecho, aunque existe la posibilidad de que los equipos sufran daño estructural, el grueso de los equipos está fabricado para sobrevivir estas eventualidades, aunque esto depende de las especificaciones con las cuales fueron desplegadas, particularmente, si las turbinas cuentan con control automático del ángulo de las hojas, tiene mucho mejores probabilidades de sobrevivir, (Hallowee et al., 2018).

Regresando a la revisión de nuestros datos para rampas ascendentes, este tipo de eventos constituyen la mayoría de los eventos totales para el umbral del 20%, ya que conforman el 51% de los eventos totales. Llama la atención el hecho de que estos eventos estén tan igualmente separados entre los que son rampas hacia arriba y hacia abajo.

⁸U.S. Department of Energy. "How Do Wind turbines Survive Severe Storms?". *U.S. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy*. Jun 20, 2017. Available at: <https://www.energy.gov/eere/articles/how-do-wind-turbines-survive-severe-storms> Accessed: Sept 2020.

Como se puede ver en la Tabla 5.2, los eventos de al menos 20% de capacidad, las rampas pequeñas, fueron la norma, la media fue de 349 MW lo cual indica que su magnitud en vatios no es excepcionalmente grande, aunque el evento más grande registrado fue de 2,388.58 MW. Respecto a este evento máximo, quiero regresar al punto central, el cual es, que eventos de dicha magnitud no son la norma, de otra forma, el promedio estaría sesgado hacia tal cantidad y esto no ocurre, por consecuente, se afirma que en efecto, hay eventos extremos y son grandes, más no al grado de causar problemas constantes al sistema ya que estos no son prevalentes. Asimismo, vale la pena notar que cuando el umbral se incrementa al 30% del máximo de generación, el número de rampas baja a tan solo 6 y para el umbral del 40% no hay eventos, lo que reitera la afirmación respecto a que las rampas que aparecen en el sistema eléctrico mexicano no son grandes.

% of Max. Capacity	Total	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest duration (hrs)
20.00	180.00	349.35	2388.58	0.78	3.00
30.00	6.00	504.61	2388.58	0.95	3.00
40.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.2: Rampas hacia arriba en intervalos de 3 horas.

Revisemos ahora las rampas hacia abajo, mostradas en la Tabla 5.3. Por la dirección de estas, la ocurrencia de las mismas se interpreta como intermitencia y son las que más interesan a este trabajo. Empezando con aquellas con un umbral de al menos 20%, se puede ver que el promedio de rampa es sustancialmente inferior a aquel de las rampas hacia arriba, de hecho, es de la mitad de ellas con 170.03 MW y en promedio no duraron ni una hora. Lo anterior no niega la existencia de rampas importantes de hasta 1842.92 MW con duración de hasta 3 horas, las cuales, no son la norma. Dado que tanto la frecuencia como la magnitud de estas rampas no es tan grande, sus impactos se podrían mitigar mediante plantas de pico, como aceleradoras de gas (turbogas). Asimismo, si el umbral se incrementa a 30% se puede ver que solo hay 3 eventos de más de esta cantidad. Consecuentemente, los eventos de rampa asociados a intermitencia suelen ser de corta magnitud.

% of Max. Capacity	Total	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest (hrs)
20.00	167	170.03	1842.92	0.72	3.00
30.00	3	150.64	1463.40	0.47	3.00
40.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.3: Rampas hacia abajo en intervalos de 3 horas.

En suma, se puede ver que la intermitencia medida mediante eventos de rampa es de corta duración y magnitud, lo cual en principio, pone en duda la afirmación de la CFE respecto al peligro de las energías renovables para la seguridad del sistema. Resta revisar umbrales de tiempo más grandes con la finalidad de tener mayor certidumbre acerca de esta afirmación.

5.4.2.2 Rampas de 9 horas.

El proceso de revisar rampas continua en tanto la rampa más grande en el horizonte de tiempo previo haya sido alcanzado. En este caso, el horizonte anterior es de 3 horas, y a pesar que este tipo de rampas no son las que más predominan, existieron. Por consecuente, se revisa ahora el horizonte de 9 horas con la finalidad de analizar rampas de mayor longitud.

La Tabla 5.4 muestra el total de eventos de rampa mayores a los diferentes umbrales previstos. La mayor cantidad de eventos se concentro entre los umbrales de 20 al 40 % del máximo de la capacidad de generación. Concretamente, hubo 421 eventos con un umbral de 20% del máximo y menos de la mitad de estos con un umbral de 30%. Nótese que la media de la magnitud de los eventos en estas dos categorías es muy similar, lo que refuerza la idea respecto a la cual las rampas son relativamente pequeñas. Adicionalmente, se debe notar lo rápido que decae el número de eventos conforme aumenta el umbral, de tal forma que, el grueso de las rampas se mantiene dentro de límites cercanos.

% of Max. Capacity	Total Events	Average Ramp Size (MW)	Largest Ramp (MW)
20.00	421.00	212.24	1853.76
30.00	196.00	226.63	1396.80
40.00	36.00	214.96	1174.15
50.00	3.00	200.56	799.74
60.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.4: Rampas en intervalos de 9 horas.

Asimismo, el la Figura 5.27 muestra que para el horizonte de 9 horas y un umbral del 20%, que es para el que más se espera que ocurran eventos, el grueso de los mismos son de magnitudes bajas, solamente algunos se aglomeran en la parte central, y son muy bajos los de magnitud alta.

Continuando ahora con los eventos de rampa ascendentes se tiene que del total, estos representan el 44% del total, con una media de 103 MW, lo cual es una cantidad pequeña y una duración promedio de poco más de dos horas, como lo muestra la Tabla 5.5. Es decir, a pesar de que la ventana de tiempo podía capturar eventos más grandes en tiempo, en promedio, estos no se presentaron. De forma análoga a la tabla anterior, mientras más se incrementa el umbral la cantidad de eventos decae vertiginosamente, indicando que el grueso de los eventos se presentan dentro de rangos cercanos al origen.

Asimismo, los eventos que son más interesantes a nuestro estudio, las rampas hacia abajo, constituyeron el restante 56% a un umbral del 20% del máximo. Note que para siguiente umbral, de 30% del máximo, la cantidad de eventos decae muy por debajo de la mitad del umbral anterior, y subiendo al umbral de 40%, solo existen 13 eventos en todo el año, confirmando que el grueso de los eventos son pequeños en magnitud e intensidad, pues el promedio de estos estuvo apenas por encima de las dos horas, a pesar de que la ventana

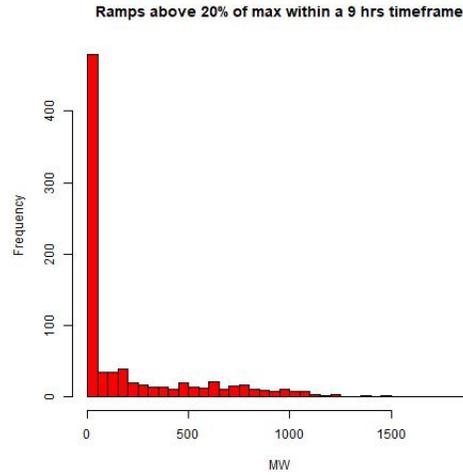


Figure 5.27: Histograma de eventos a 9 horas.
Frecuencia vs Tamaño en MW.

% of Max. Cap.	Total ramps	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest duration (hrs)
20.00	189	103.73	1484.28	2.02	9.00
30.00	104	134.73	1396.80	2.38	9.00
40.00	23	147.76	1053.17	2.84	9.00
50.00	2	199.40	799.74	2.57	9.00
60.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.5: Rampas hacia arriba en intervalos de 9 horas.

de tiempo permitía capturar eventos de hasta 9 horas, como lo muestra la Tabla 5.6. Lo anterior no niega la existencia de rampas grandes en intensidad y magnitud, solamente afirma que estas no son las que más prevalecen.

% of Max. Cap.	Total events	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest duration (hrs)
20.00	232	108.51	1853.76	2.48	9.00
30.00	92	91.91	1174.15	2.11	9.00
40.00	13	67.20	1174.15	1.60	9.00
50.00	1	1.16	8.12	1.29	9.00
60.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.6: Rampas hacia abajo en intervalos de 9 horas.

Dado que hubo alguna rampa con una duración que llegó al máximo en tiempo, es decir, 9 horas, a continuación se revisará una ventana de tiempo más grande.

5.4.2.3 Rampas de 24 horas.

En esta última sección referente a ventanas estáticas de diferente duración, se revisan las rampas en longitudes de 24 horas. Por lo visto en los apartados anteriores, es de esperarse que estas no sean las que más ocurren, mas sin embargo, esta afirmación podrá ser corroborada solamente con datos, los cuales se presentan a continuación. Primeramente, como se puede apreciar en la Tabla 5.7, tan solo hubo un total de 17 eventos

en esta categoría para un umbral de al menos 20% de la capacidad, su magnitud promedio fue de 251 MW, la cual es similar a aquella encontrada en otros horizontes de tiempo, y su máximo fue de 998 MW. Si ahora subimos un escalón y revisamos el umbral de rampas con magnitud de al menos 30% encontramos que no hay rampas.

% of Maximum Capacity	Total Events	Average Ramp Size (MW)	Largest Ramp (MW)
20.00	17.00	251.16	998.02
30.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.7: Rampas en intervalos de 24 horas.

Revisemos las rampas en dirección ascendente. Para el umbral de más de 20%, solo hubo 6 eventos, con una media de 59 MW y una duración media de 4 horas. Aunque de hecho sí hubo un evento extremo que duró 24 horas, se debe de notar que este tipo de eventos no es la norma, de otra forma, la media habría sido más grande. Para el umbral de más de 30% simplemente no hay eventos.

% of Max. Cap.	Total ramps	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest duration (hrs)
20.00	6	59.38	736.61	4.11	24.00
30.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.8: Rampas hacia arriba en intervalos de 24 horas.

Para las rampas hacia abajo, asociadas a la intermitencia, solo hubo 11 eventos. Estos eventos estuvieron en los rangos de magnitud encontrados en otras ventanas de tiempo, en este caso, la media de la magnitud es de 191 MW y la duración promedio de 7 horas y media, con al menos un evento que alcanzó el máximo de la duración. Para el umbral de 30% no hubo eventos.

% of Max. Cap.	Total ramps	Mean (MW)	Largest (MW)	Mean duration (hrs)	Largest duration (hrs)
20.00	11	191.78	998.02	7.54	24.00
30.00	0	0.00	0.00	0.00	0.00

Table 5.9: Rampas hacia abajo en intervalos de 24 horas.

El siguiente apartado versa sobre la distribución de las rampas por mes. Se puede adelantar que los resultados son curiosos dado que el grueso de estos suele aglutinarse hacia finales de año.

5.4.2.4 Eventos de Rampa por Mes.

En esta sección se revisará la ocurrencia de eventos de rampa por mes. Para comenzar, la Tabla 5.10 muestra una relación muy peculiar en lo referente a todas las mediciones presentadas. Nótese que la cantidad de eventos totales al umbral seleccionado por mes es muy reducida. En segundo lugar, la cantidad de eventos decae hacia mediados de año. Asimismo, la tabla aporta información adicional en tanto no se había mostrado un umbral de 18 horas, así que, si agregamos la cantidad de horas por año tendríamos información comparable a la presentada anteriormente, por ejemplo, hubo 93 rampas en todo el año, lo cual es una buena noticia, ya

que en principio, estos eventos no son eventos tan frecuentes.

Adicionalmente, nótese que tanto el promedio como el máximo en cada mes también decaen hacia mediados de año, siendo Noviembre y Enero los meses con más eventos. Asimismo, dado que solo hubo a lo más 15 eventos al mes en 18 horas, se puede argumentar que con varios sistemas de almacenamiento o con sistemas de carga intermedia y de pico se podría hacer frente a estas eventualidades sin mayor complicación.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total Events	15	11	9	11	5	2	2	5	4	6	13	10
Average (MW)	1647	1035	1672	1462	982.50	676.70	45.20	1301	1481	1806	1160	1990
Largest (MW)	7519	5875	7121	6708	4160.10	3383.50	226	6250	4931	6955	8595	8113

Table 5.10: Rampas en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.

En lo que se refiere a las rampas cuando el umbral es del 40%, en la Tabla 5.11 se puede apreciar que estas son muy escasas, incluso en la época donde hay más, es decir, a final de año, estas apenas suman de 3 a 5 ocurrencias y son virtualmente inexistentes en la parte central del año. Por otro lado, aún cuando fueron escasas, su magnitud fue relevante, pues la más grande en el año alcanzó los 9,116 MW. Sin embargo, los sistemas de almacenamiento masivo pueden al día de hoy abastecer tal magnitud, lo cual, junto con sistemas de generación convencional podrían abatir tal rampa. Note el lector que aquí no se ha mencionado la dirección, lo cual se trata a continuación.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total Events	3	4	4	1	1	0	0	0	0	0	4	5
Average (MW)	904	1582	2483	0	0	0	0	0	0	0	2439	2057
Largest (MW)	3746	7099	9116	0	0	0	0	0	0	0	7838	8113

Table 5.11: Rampas en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.

Las rampas hacia arriba con un umbral del 30% de la capacidad se muestran en la Tabla 5.12. Estas se reparten casi por igual junto con la categoría referente a rampas hacia abajo. Al igual que en la categoría total, el grueso de las rampas ocurren hacia final de año y a mediados su ocurrencia baja incluso a cero. El promedio oscila entre un máximo cercano a 300 MW y un mínimo de 0 MW, lo cual implica que la magnitud de las rampas es pequeña en general y su frecuencia también lo es. También hubo eventos extremos como rampas de hasta 1400 MW, pero al igual que en las categorías anteriores, estos no fueron prevalentes, pues de otra forma, el promedio habría sido más alto.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total ramps	8	5	3	4	2	0	0	1	3	5	9	8
Mean (MW)	229	122	108	159	137	0	0	61	237	315	251	328
Largest (MW)	1049	751	741	1397	923	0	0	667	817	969	1181	1400
Average (hrs)	4.65	3.91	2.84	3.13	3.27	0	0	1.64	6	6.92	6	6.86
Largest (hrs)	18	18	18	18	18	0	0	18	18	18	18	18

Table 5.12: Rampas hacia arriba en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.

En la misma categoría de rampas hacia arriba pero ahora a un umbral del 40% la Tabla 5.13 muestra que estos eventos fueron excepcionalmente raros, con un máximo de 4 eventos en Diciembre, y un promedio de entre 0 MW y 300 MW. El hecho de que no existan tantos eventos en un umbral del 40% junto con que el promedio sea bajo refuerza la idea de que la ocurrencia de este tipo de eventos es rara.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total ramps	2	2	2	0	0	0	0	0	0	0	3	4
Average (MW)	246	143	148	0	0	0	0	0	0	0	306	295
Largest (MW)	961	732	741	0	0	0	0	0	0	0	1049	1400
Average (hrs)	5.14	4	4	0	0	0	0	0	0	0	6	6.54
Largest (hrs)	18	18	18	0	0	0	0	0	0	0	18	18

Table 5.13: Rampas hacia arriba en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.

En cuanto a las rampas que son de nuestro interés, las rampas hacia abajo. En un umbral del 30% estos eventos fueron muy escasos, con un máximo de 7 en Enero y un mínimo de 1 en Agosto y Septiembre. Se repitió el patrón mediante el cual, el grueso de los eventos ocurren a final de año, y su frecuencia baja considerablemente hacia la parte media. El promedio fue un poco más alto que en las rampas hacia abajo, pues el más alto alcanzó los 388 MW y el más bajo fue de 60 MW.

Un dato curioso es que la duración de las rampas es más grande hacia mitad de año, cuando la frecuencia con la que ocurren es menor. Asimismo, hubo eventos extremos de hasta 2072 MW pero estos no fueron la norma ya que para ese mismo mes, Enero, el promedio fue de 388 MW, si este tipo de eventos fuera recurrentes, entonces el promedio sería más alto, dado que esto no ocurre, podemos tomar este hecho como un primer indicativo de que las rampas extremas o intermitencia, no prevalece en el sistema eléctrico mexicano.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total ramps	7	6	6	7	3	2	2	4	1	1	4	2
Average (MW)	388	271	308	262	224	123	240	234	60	127	215	152
Largest (MW)	2072	2007	1699	1626	1110	315	1037	1127	540	1647	1757	1821.7
Average (hrs)	4.06	4.70	5.68	5.48	4.91	7.20	7.20	6.54	2	1.38	2.67	1.71
Largest (hrs)	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18

Table 5.14: Rampas hacia abajo en intervalos de 18 horas de hasta 30% de la capacidad total.

La Tabla 5.15 muestra los eventos de rampa descendentes en un umbral del 40%. Se puede apreciar que la ocurrencia de estos es sumamente baja, con un máximo de 2 eventos en Febrero y Marzo y un solo evento por mes para el resto del año. Ciertamente esto es más que los eventos descendentes, más sin embargo, siguen teniendo una frecuencia de ocurrencia muy baja para ser considerada como intermitencia, pues centrales de carga intermedia o de pico junto con sistemas de almacenamiento podrían compensar.

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec
Total ramps	1	2	2	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Average (MW)	296	103	132	163	346	0	0	0	0	0	91	125
Largest (MW)	2072	505	853	489	1039	0	0	0	0	0	815	1380
Average (hrs)	3	4	4	6	6	0	0	0	0	0	2	2
Largest (hrs)	18	18	18	18	18	0	0	0	0	0	18	18

Table 5.15: Rampas hacia abajo en intervalos de 18 horas de hasta 40% de la capacidad total.

5.4.2.5 Eventos de Rampa Mañana vs. Tarde

La finalidad de esta sección es comparar el comportamiento de las rampas cuando ocurren por la mañana a comparación de aquellas de la tarde. La razón de esta comparación tiene fundamento en la curva de demanda diaria, la cual, tiene alta demanda por la tarde y no tanta por la mañana, de tal forma que, parte de lo que se desea estudiar es la frecuencia de las rampas hacia abajo por la tarde, pues si existen muchas en esta categoría sería un indicativo para implementar técnicas secundarias de mitigación, como geodiversificación y almacenamiento. La Figura 5.28 muestra que el grueso de las ocurrencias son pequeñas, consecuentemente, no hay evidencia visual de alta intermitencia ya que tanto a 6 horas (histograma izquierdo) como a 12 horas (histograma derecho) muestran muchos eventos de pocos Mw salvo un ligero incremento alrededor de los 1000 Mw a 12 horas.

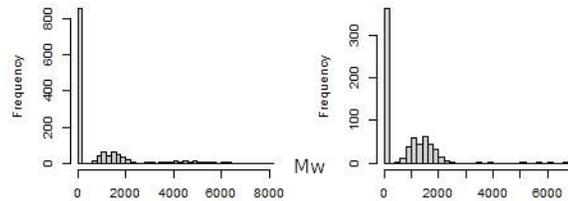


Figure 5.28: Histograma de eventos a hacia abajo por la tarde. Frecuencia vs Tamaño en MW.

Revisemos los resultados un poco más a fondo, la Tabla 5.16 se muestra que cuando el umbral es del 15% de la capacidad, no se observan demasiados eventos a lo largo de todo el año, sino 66 cuando se toma las 12 horas de la mañana, aunque, como se ha visto en otras caracterizaciones sí existen algunos eventos extremos de rara ocurrencia de magnitud grande.

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window Size (hrs)	6.00	12.00
% of Maximum Capacity	15.00	15.00
Total Events	41.00	66.00
Average Ramp Size (MW)	1860.00	1297.00
Largest Ramp (MW)	8656.00	8301.00

Table 5.16: Tabla mañana intervalo 15

Lo interesante en la Tabla 5.17 es el cambio tan súbito en la ocurrencia de eventos de la mañana a la tarde, pues el total de eventos a 12 horas cambia de 66 a 340 aunque el promedio del tamaño baja ligeramente. En cualquier caso, el que el grueso de las rampas ocurran por la tarde nos alerta de la necesidad de implementar una mejor geodiversificación así como almacenamiento.

	Simulation 1 PM	Simulation 2 PM
Window Size (hrs)	6.00	12.00
% of Maximum Capacity	15.00	15.00
Total Events	636.00	340.00
Average Ramp Size (MW)	1331.00	955.50
Largest Ramp (MW)	11426.00	11425.70

Table 5.17: Tabla tarde intervalo 15

Notemos que cuando el umbral cambia a 25% entonces, el total de rampas disminuye respecto a su par de 15% 5.18 el total de rampas cambia de 15 a 9 con respecto de su contraparte de umbral 15 y de 9 a 154, con respecto a su contraparte de umbral 25 PM, es decir, mientras mayor el umbral, menos rampas ocurren, lo que indica, que las rampas tienen una magnitud pequeña pues estas caen entre 15% y 25% de los umbrales. La característica que permanece es la diferencia entre mañana y tarde, como lo muestran las tablas 5.18 y 5.19.

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window Size (hrs)	6.00	12.00
% of Maximum Capacity	25.00	25.00
Total Events	3.00	9.00
Average Ramp Size (MW)	1832.00	1233.00
Largest Ramp (MW)	6915.00	5907.00

Table 5.18: Tabla mañana intervalo 25

	Simulation 1 PM	Simulation 2 PM
Window Size (hrs)	6.00	12.00
% of Maximum Capacity	25.00	25.00
Total Events	303.00	154.00
Average Ramp Size (MW)	1562.00	802.20
Largest Ramp (MW)	11583.00	11425.70

Table 5.19: Tabla tarde intervalo 25

Hasta el momento no tenemos información respecto de la dirección de la rampa, solo de la ocurrencia en total, por lo que las siguientes tablas nos aportarán información de cómo se mueven. Para comenzar, la Tabla 5.20 muestra relativamente pocos eventos hacia arriba con 25 y 38 en intervalos de 6 y 12 horas. Comparemos esta información con su tabla par de rampas hacia abajo correspondiente a la Tabla 5.17 en donde se puede ver que hay 158 y 572 rampas a 6 y 12 horas (Tabla 5.24), consecuentemente, por la mañana, el tipo de rampa que predomina es el de abajo.

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	15.00	15.00
Total upwards ramps	25.00	38.00
Mean upwards (MW)	379.47	752.34
Largest upwards (MW)	8521.41	7754.78
Mean upwards duration (hrs)	1.81	3.43
Largest upwards ramp duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.20: Tabla mañana intervalo 15

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	25.00	25.00
Total upwards ramps	2.00	3.00
Mean upwards (MW)	15.38	330.30
Largest upwards (MW)	67.19	6167.30
Mean upwards duration (hrs)	1.71	1.89
Largest upwards ramp duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.21: Tabla mañana intervalo 25

Cuando se toma un umbral más grande, como 25, los resultados son un poco distintos: la cantidad de rampas no es tan grande a comparación con el umbral chico, sin embargo, la relación entre la tabla de la mañana contra aquella de la tarde se preserva, es decir, existen más rampas por la tarde.

	Simulation 1 PM	Simulation 2 PM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	25.00	25.00
Total upwards ramps	109.00	4.00
Mean upwards (MW)	1100.00	76.61
Largest upwards (MW)	9664.00	7557.49
Mean upwards duration (hrs)	1.08	0.16
Largest upwards ramp duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.22: Tabla tarde intervalo 25

En cuanto a la información de rampas hacia abajo, se tiene que la proporción entre mañana y noche permanece, sin importar si se consideran las primeras 6 horas o el periodo completo de 12 horas. Las Tablas 5.24 y 5.24 muestran también que la duración promedio varía entre poco más de una hora y hasta 5 horas y media con una cantidad relativamente pequeña promedio cercana a los 700MW.

Por último, cuando el umbral crece el total de rampas disminuye, lo que es indicativo de que el número de estas está relativamente contenido hasta en un umbral de 25 dado que, si no estuvieran contenidas, el número de rampas aumentaría incluso con un umbral grande. La mayoría de rampas se encuentran en la tarde y la duración promedio va de entre poco menos de una hora hasta 6.

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	15.00	15.00
Total downwards events	16.00	28.00
Mean downwards (MW)	158.60	572.70
Largest downward (MW)	8040.70	8508.90
Mean duration (hrs)	1.16	2.53
Largest downwards duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.23: Tabla tarde intervalo 15

	Simulation 1 PM	Simulation 2 PM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	15.00	15.00
Total downwards events	416.00	318.00
Mean downwards (MW)	712.70	696.50
Largest downward (MW)	8044.30	7095.20
Mean duration (hrs)	1.96	5.61
Largest downwards duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.24: Tabla tarde intervalo 15

Si bien no negamos el hecho de que existan más eventos por la tarde, regresaríamos al histograma de la Figura 5.28 en donde se puede apreciar que para cualquier duración, el grueso de las rampas son de poca intensidad, de donde, esto no pone en riesgo la confiabilidad del sistema en tanto se pueden mitigar con almacenamiento o plantas de soporte.

5.4.3 En Suma.

El hecho de que la frecuencia y magnitud de las rampas descendentes sea relativamente baja en todos los horizontes revisados, sea por diferentes intervalos de tiempo o por mes, nos hace sospechar que la intermitencia podría no ser un problema verdaderamente relevante, pues como ya se mencionó, se mitigaría fácilmente con otras centrales convencionales así como con sistemas de almacenamiento masivo.

Por otro lado, no se puede negar la relativamente rara ocurrencia de eventos extremos, de duración y magnitud importantes, de tal forma que las estrategia de planeación y mitigación deberán tenerlas en consideración con la finalidad de que la confiabilidad del sistema no sea afectada. Asimismo resta enfatizar que incluso si la intermitencia fuera relativamente alta, son sistemas como hidro-bombeo, almacenamiento en hidrógeno o baterías tienen tasas de respuesta sumamente altas, en algunos casos en orden de milisegundos, lo cual podría aportar una respuesta rápida ante tales eventos, como se mencionó en el capítulo II.

Con la finalidad de tener mayor certidumbre respecto de esta última afirmación, se realizará un análisis con Teoría de Valores Extremos. Si esta refuta la existencia de eventos extremos relevantes hacia abajo, entonces, junto con la evidencia de esta sección referente a eventos de rampa, tendríamos evidencia estadística

	Simulation 1 AM	Simulation 2 AM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	25.00	25.00
Total downwards events	1.00	6.00
Mean downwards (MW)	49.79	1307.00
Largest downward (MW)	348.53	8509.00
Mean duration (hrs)	0.86	3.79
Largest downwards duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.25: Tabla mañana intervalo 25

	Simulation 1 PM	Simulation 2 PM
Window size (HRS)	6.00	12.00
% of Max. Capacity	25.00	25.00
Total downwards events	194.00	150.00
Mean downwards (MW)	720.90	737.80
Largest downward (MW)	8044.30	2563.50
Mean duration (hrs)	1.92	5.82
Largest downwards duration (hrs)	6.00	12.00

Table 5.26: Tabla tarde intervalo 25

importante para refutar la hipótesis de la SENER respecto a la intermitencia sugerida por las fuentes de generación, solar y eólica.

5.5 Intermitencia: Teoría de Valores Extremos.

La teoría de probabilidad convencional es muy útil cuando los fenómenos naturales se ajustan a las distribuciones típicas, como por ejemplo, la Normal, Poisson, Gamma, etc. Cada una tiene características particulares que les permiten modelar diversos tipos de fenómenos. Particularmente, la distribución normal modela bien fenómenos cuyos valores se aglutinan principalmente cerca de la media dejando una porción pequeña de los eventos para los valores lejanos de la media, es decir, en las colas. Adicionalmente, la ocurrencia de eventos altos y bajos en una distribución Normal deben de estar distribuidos de forma homogénea en la cola inferior y superior, lo cual, no necesariamente se observa en la naturaleza. Por otro lado, si se modela un evento con frecuentes ocurrencias extremas utilizando una distribución normal, entonces, posiblemente se subestime la frecuencia de ocurrencia de estos eventos así como la magnitud de su impacto, lo que puede obligar al investigador a considerar otras distribuciones.

Dado que los eventos extremos pueden representar fenómenos de alto impacto y potencialmente, de consecuencias devastadoras, como huracanes, inundaciones, olas de calor, colapso de mercados financieros, etc, es que se desarrolló toda una teoría para la modelación de estos fenómenos. Particularmente, en lo que atañe a este trabajo, nos interesan estudiar la intermitencia que podría resultar de una potencial alta penetración de las energías renovables en el Sistema Eléctrico Mexicano. Más puntualmente, nos interesa estudiar que tan factible es que existan extremos bajos de generación, es decir, intermitencia, si es que se llegara a implementar un sistema eólico-solar de gran escala, y para ello utilizaremos Teoría de Valores Extremos.

5.5.1 Teoría de Univariada de Extremos.

La idea general se refiere a modelar la distribución de las colas como si fuera un problema separado, ¿cómo lograrlo? en esencia, se establece un umbral, lo cual básicamente quiere decir que se establece una línea vertical en un punto cercano a la cola, como lo muestra la Figura 5.29 y se modela por separado la región sombreada del resto de la distribución. De esta forma se tienen dos distribuciones, una central o padre (*parent distribution*) y otra para la cola (*child distribution*), lo cual es el problema de nuestro interés. Para lograr lo anterior, existen al menos dos formas de hacerlo denominadas *Block-Maxima* y *Peaks-Over-Threshold*, (Gomes and Guillon, 2015).

Para una familia en particular, la función de distribución se denota como: $F(x) = P(X \leq x)$. Sin embargo, como se dijo anteriormente, nos interesa la distribución de la cola, ¿cómo la representamos en esta notación? Fácil, primero se debe de notar que los valores que vamos a estudiar ya sobrepasaron un umbral, que llamaremos η y este se encuentra donde está la línea vertical a partir de la cual se sombrea la región

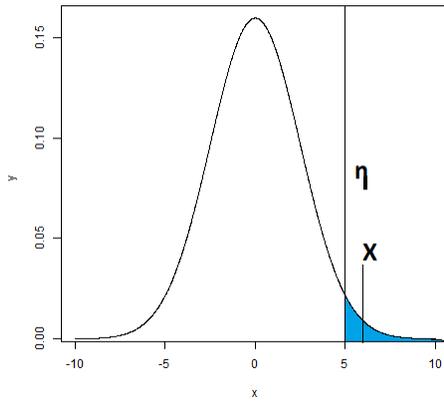


Figure 5.29: Normal + división en cola.

por debajo de la distribución de color azul. De esta forma, aquello que debemos modelar está condicionado a estar después de η , es decir, lo que se busca es:

$$P(\text{Distribución Nueva} | X > \eta)$$

Ahora, los valores que puede tomar una nueva variable k solamente en la región extrema de interés coloreada en azul corresponde a los puntos $X - \eta$, consecuentemente, aplicando la idea de distribución de probabilidad tenemos que, lo que nos interesa es $P(X - \eta \leq k)$. Como nos encontramos estudiando exclusivamente la región azul, entonces condicionamos la probabilidad anterior para obtener:

$$P(X - \eta \leq k | X > \eta)$$

A continuación se presentará la idea general de los métodos.

5.5.1.1 Block-Maxima Approach.

La idea de esta metodología es dividir el eje X en bloques igualmente espaciados para tomar el máximo por cada uno de esos bloques, de tal forma que la serie que se analiza es una de máximos en cada periodo, como se muestra en la Figura 5.30. La series de los máximos representa aquellos datos que se encuentran en la cola de la Figura 5.29 y por consecuente, son aquellos que serán modelados por una distribución adicional. De acuerdo con (Gilleland and Katz, 2016) y (Liu, 2011), la idea está basada en el Teorema Central del Límite modificado para valores extremos, el cual asevera lo siguiente:

Extremal Types Theorem: Sean X_1, X_2, \dots, X_n una sucesión de variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas, con distribución conjunta F . Considera,

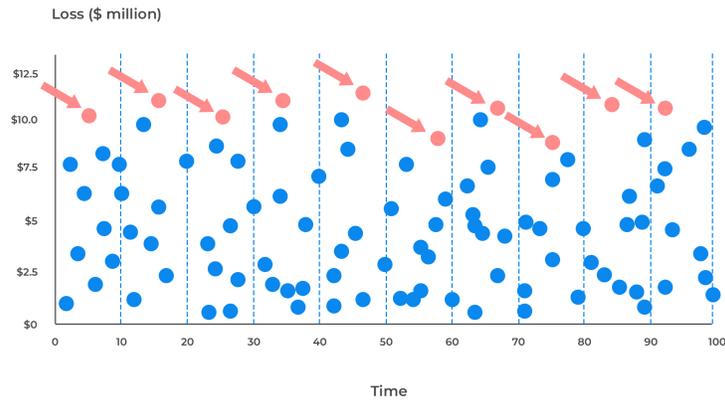


Figure 5.30: Máximo por bloques.

Fuente: Analyst Prep. "Parametric Approaches (II): Extreme Value." *Analyst Prep.* Oct 2, 2019.

Available at: <https://analystprep.com/study-notes/frm/part-2/parametric-approaches-ii-extreme-value/>

$$M_n = \max \{X_1, X_2, \dots, X_n\}$$

Si existen sucesiones de constantes $\alpha_n > 0$ y $\beta_n > 0$ tales que,

$$P\left(\frac{M_n - \beta_n}{\alpha_n} \leq z\right) \rightarrow G(z) \text{ cuando } n \rightarrow \infty$$

entonces, G pertenece a una de tres tipos de distribuciones. Algo importante a notar aquí es que no hay otra distribución a la que converja, solamente a una de las siguientes tres:

Caso Gumbel.

$$G(z) = \exp\left\{-\exp\left[-\left(\frac{z - \beta}{\alpha}\right)\right]\right\}, \quad -\infty < z < \infty$$

Caso Fréchet.

$$G(z) = \exp\left\{-\left(\frac{z - \beta}{\alpha}\right)\right\} \quad z > 0$$

0 e.o.c.

Caso Weibull

$$G(z) = \exp\left\{-\left[-\left(\frac{z - \beta}{\alpha}\right)^\eta\right]\right\}, \quad 1 \text{ cuando } z < \beta; \eta > 0$$

1 e.o.c.

Adicionalmente, las tres distribuciones anteriores pueden ser resumidas en la denominada, *Distribución Generalizada de Valores Extremos*:

$$G(z) = \exp \left\{ - \left[1 + \xi \left(\frac{z - \mu}{\sigma} \right) \right]^{-\frac{1}{\xi}} \right\}$$

donde, ξ, μ , representan los parámetros de forma, locación y escala. De tal forma que, se puede distinguir entre los casos antes mencionados estimado el parámetro de forma y se clasifican de la siguiente manera:

- $\xi = 0$ Gumbel.
- $\xi > 0$ Fréchet.
- $\xi < 0$ Weibull.

Un aspecto fundamental a mencionar es que el teorema anterior está formulado para analizar los máximos por bloque, es decir, si se está analizando corrientes de viento o temperatura, entonces, los máximos por periodo de tiempo representarían corrientes fuertes de viento y ondas de calor, respectivamente. Sin embargo, en este trabajo nos interesa el otro lado de los extremos, los mínimos, pues deseamos revisar la intermitencia de las energías renovables, es decir, deseamos revisar qué tan intenso es un mínimo de generación en un día determinado y cuál es la probabilidad de un evento de generación mínima en un lapso de tiempo, no el máximo, como lo hace la teoría hasta ahora presentada. Afortunadamente, los creadores de esta técnica pensaron en esta posibilidad y encontraron una equivalencia. Con la finalidad de no modificar la idea general del teorema y de seguir tratando a los datos como máximos, se realiza la siguiente transformación:

$$\min \{X_1, X_2, \dots, X_n\} = -\max \{-X_1, -X_2, \dots, -X_n\}$$

5.5.1.2 Peaks-Over Threshold.

En esta metodología, se selecciona un umbral para toda la serie de datos, y aquellos que queden por encima del umbral, se les considera valores extremos o atípicos, como lo muestra la Figura 11.3; esos valores son aquellos a ser susceptibles a modelación, pues representan el extremo.

Más formalmente, de acuerdo con (Simiu and Heckert, 1995), (Liu, 2011) y (Gilleland and Katz, 2016) sean X_1, X_2, \dots, X_n variables aleatorias independientes e idénticamente distribuidas (*i.i.d*) con distribución conjunta F . Considere, como se dijo en la introducción, la distribución de los valores en exceso de cierto umbral u cuando $y > 0$,

$$P(X > u + y | X > u) = \frac{1 - F(u + y)}{1 - F(u)}$$

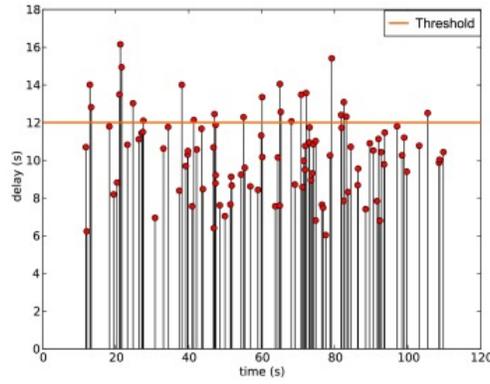


Figure 5.31: Picos sobre umbral.

Fuente: Mouradian, Alexandre. "Extreme Value Theory for the Study of Probabilistic Worst Case Delays in Wireless Networks". *Ad Hoc Networks*. Vol. 48. 2016. pp.1-15

De forma similar al caso anterior, considerando $\{X_1, X_2, \dots, X_n\}$ cuando $u \rightarrow \infty$ entonces, la distribución de $P(X - u | X > u)$ se aproxima a una Pareto Generalizada,

$$H(y) = 1 - \left(1 + \frac{\xi * y}{\sigma + \xi(u - \mu)}\right)^{-\frac{1}{\xi}}$$

De tal forma que, esta distribución Pareto Generalizada está abarcando tres distribuciones, las cuales pueden ser distinguidas estimando el parámetro de forma, ξ :

- $\xi > 0$ Pareto.
- $\xi < 0$ Beta.
- $\xi = 0$ Exponential.

De acuerdo con (Bommier, 2014), la estimación de parámetros se hace de manera numérica y los métodos varían considerablemente aunque están basados en estimación máximo verosímil. Sean y_1, y_2, \dots, y_n una sucesión de n puntos excedentes del umbral u , para $\xi > -1$ la verosimilitud se define como:

$$L(\sigma, \xi) = -n_u \log(\sigma) - \left(1 + \frac{1}{\xi} \sum_{i=1}^{n_u} \log\left(1 + \xi \left(\frac{y_i}{\sigma}\right)\right)\right)$$

Esta técnica requiere que las observaciones sean aproximadamente independientes, por consecuente, las diferencias de los datos se deben de *clusterizar*, lo cual básicamente filtra las observaciones dependientes. Los métodos para realizar tal tarea igualmente son variados y no necesariamente hay un consenso, en realidad, depende del problema que el investigador esté abordando.

Al final de cada sección se mostrarán simulaciones de valores de los datos en la cola dado que, como se puede imaginar el lector, los datos que quedan en la cola son relativamente pocos en tanto esto tiene que

ser así para que la teoría que soporta estos métodos se cumpla, consecuentemente, de tener algún método para generar datos que se distribuyan adecuadamente en esta región resultaría de gran utilidad para realizar inferencia con mayor confianza.

5.5.2 Teoría Multivariada de Extremos.

De manera similar al caso univariado, y de acuerdo con (Davidson and Huser, 2015), aquí también se estudia el comportamiento de una sucesión de variables en el límite de un vector de máximos $Z_n = Z_{n1}, Z_{n2}, \dots, Z_{nD}$. Asimismo, existen al menos dos posibilidades para realizar el análisis que se corresponde con las dos opciones del caso univariado, estas opciones son, *Block-Maxima* y *Peaks-Over-Threshold*. Análogamente, los teoremas de convergencia se generalizan para el caso multivariado. De acuerdo con (Dutfoy et al., 2014), los puntos centrales de la teoría multivariada de extremos son los siguientes:

Sea (X^1, X^2, \dots, X^n) una sucesión de vectores aleatorios independientes e idénticamente distribuidos de acuerdo a la distribución F . Sean $M_n = (mX^1, mX^2, \dots, mX^n)$ los máximos en cada sección, entonces, se tiene el siguiente teorema:

Teorema: Si existe una sucesión de vectores $(a_{n,d}) > 0$ y $(b_{n,d}) > 0$ tal que el vector de máximos $(a_{n,1}^{-1}(M_{n,1} - b_{n,1}), \dots, a_{n,D}^{-1}(M_{n,D} - b_{n,D}))$ tenga una distribución límite $G(z_1, \dots, z_D)$ con marginales no degeneradas, lo cual ocurre si F es el dominio de atracción de la distribución G , estas se distribuyen de acuerdo a alguna de las distribuciones generalizadas de valores extremos (GEV) con márgenes no degenerados:

$$\mathbb{P}(a_n^{-1}(M_n - b_n \leq x)) = F^n(a_n x + b_n)(x) \quad n \rightarrow \infty$$

Una caracterización interesante es que, cuando n tiende a infinito, si nos fijamos en lo que ocurre para cada marginal, se llega a que se cumple la relación a la que se había llegado en el caso univariado, es decir que converge a una sola distribución de valores extremos:

$$G_i(x_i) = \left(- \left(1 + \psi_i \left(\frac{(x_i \mu_i)}{\sigma_i} \right) \right)^{-1/\psi_i} \right)$$

Momentáneamente, necesitamos desviarnos hacia otra área de las matemáticas pues deseamos encontrar la estructura de dependencia de marginales no necesariamente provenientes de la misma familia, es decir, necesitamos revisar cómo adherir dos o más marginales potencialmente diferentes, lo cual es proporcionado el Teorema de Sklar.

Teorema (Sklar): Sea H una distribución en dos dimensiones con márgenes F y G , entonces, existe

una función C a la que de momento denominaremos como cópula, tal que,

$$H(x, y) = C(F(x), G(y))$$

Podemos encontrar G de la siguiente forma,

$$G(x) = \exp(-\mathbb{L}(-\log(G_1(x_1)), \dots, -\log(G_d(x_d))))$$

$$C(x) = \exp(-\mathbb{L}(-\log(u_1), \dots, -\log(u_d)))$$

De donde, retomando la observación respecto de lo que ocurre con las marginales, se tiene que, si $F \in D(G)$ con cópula C_G ,

$$\lim_{x \rightarrow \infty} C_F^t(u_1^{1/t}, \dots, u_d^{1/t})$$

la distribución de cola está dada por,

$$F(x) \approx \exp\{-\mathbb{L}(-\log(F_1(x_1)), \dots, -\log(F_d(x_d)))\}$$

y los márgenes son aquellos de una Pareto generalizada,

$$F_t(x_t) = 1 - \lambda_t \left\{ 1 + \xi_t \left(\frac{x_t - u_t}{\sigma_t} \right) \right\}^{\frac{-1}{\xi_t}}$$

A lo largo del apartado empírico se probarán una serie de modelos entre ellos el logístico y el asimétrico bivariado, los cuales se distribuyen de la siguiente forma:

Bivariado logístico:

$$l(x_1, x_2) = (x_1^{1/\alpha} + x_2^{1/\alpha})^\alpha$$

Asimétrico bivariado:

$$l(x_1, x_2) = (1 - \psi_1)x_1 + (1 - \psi_2)x_2 + \left\{ (\psi_1 x_1)^{1/\alpha} + (\psi_2 x_2)^{1/\alpha} \right\}^\alpha$$

Asimismo, con la finalidad de revisar la independencia de los datos, para el caso de dos variables se utiliza la función de dependencia escrita en términos de Pickard:

$$A(t) = ((1-t)^{1/\alpha} + t^{1/\alpha})^\alpha$$

con $t \in [0, 1]$. Cuando $A(1/2) = 1/2$, se tiene el caso de independencia

Una característica que se va a revisar con frecuencia es la dependencia asintótica, para lo cual se definen las siguientes funciones,

$$\chi = \lim_{u \rightarrow 1^-} 2 - \frac{\log C_F(u, u)}{\log(u)}$$

Asimismo se define $\bar{\chi}$ como sigue:

$$\bar{\chi}(u) = \frac{2 \log \mathbb{P}(F_1(X_1) > 0)}{\log \mathbb{P}((F_1(X_1) > u, (F_2(X_2) > u))$$

5.5.2.1 Cópulas de Extremos.

Un problema que surge recurrentemente en la modelación de datos multivariados es aquel de dependencia asimétrica. Una posibilidad es que esta dependencia sea producto del que la estructura que dio origen a las marginales no provengan de la misma distribución. En contraste, cuando se modela un fenómeno con una distribución multivarida, digamos una Normal, una consecuencia inmediata es que las marginales se distribuyen también como una normal, entonces, ¿cómo conciliar esta diferencia? es decir, la realidad nos dicta que una marginal podría tener una distribución digamos Weibull, en tanto otra marginal podría tener una distribución diferente, digamos Normal, pero si deseamos estudiar la estructura de dependencia entre ambas, se podría pensar que no hay una distribución multivariada que las represente, dados sus diferentes orígenes. El problema se complica si se introducen más variables de diferentes familias. Para atacar este desafío se utilizarán cópulas, que son funciones multivariadas que toman las marginales de forma tan natural como sea posible, y las une por medio de una distribución. Más formalmente, de acuerdo con (Chuckwudum, 2018) y (Liu, 2011), una cópula es una función $C(u)$ que está en el intervalo $[0, 1]$ tal que:

$$C(0, u) = C(u, 0) = 0$$

$$C(u, 1) = u = C(1, u)$$

Si $u_1 \leq v_1$ y $u_2 \leq v_2$ entonces, el área o mejor dicho, el volumen comprendido entre estos puntos está dado mediante la siguiente expresión:

$$C(v_1, v_2) - C(v_1, u_2) - C(u_1, v_2) + C(u_1, u_2)$$

El pedazo de teoría que nos asegura el que mediante este constructo podamos pegar distribuciones es el teorema de Sklar, mencionado en la sección anterior, el cual nos lleva a la existencia de una función C tal que junta las funciones marginales F y G , en la siguiente estructura:

$$H(x, y) = C(F(x), G(y))$$

Ahora, hasta aquí solo se ha dicho que la posibilidad de juntar las distribuciones es factible, pero no se ha dicho la forma de hacerlo. Esto, sin embargo, es una consecuencia inmediata del teorema de Sklar, ya que se puede re-expresar de la siguiente forma, la cual, en principio, da una forma de construirlas:

$$C(u, v) = H(F^{-1}(u), G^{-1}(v))$$

Existen al menos tres familias de cópulas: las elípticas, arquimedeanas y las de valores extremos. El principal objetivo de usar esta técnica es el de evaluar la posibilidad de dependencia asimétrica y de colas pesadas, para lo cual se probará la bondad de ajuste para cópulas simétricas Normal y T, asimétricas Clayton, Gumbel y Frank así como las de valores extremos Galambos, Husler y T-EV.

Pero ¿qué se quiere decir con dependencia asimétrica? ¿porqué este punto es importante en la matriz eléctrica? Primeramente, en términos de generación eléctrica solamente solar y eólica, dependencia asimétrica de cola izquierda, quiere decir que ni la energía eléctrica ni la solar, están generando al mismo tiempo, es decir, hay intermitencia. Adicionalmente, aún si encontramos una distribución de relativamente simétrica, para poder descartar intermitencia, esta deberá tener colas ligeras.

La Figura 5.32 muestra un diagrama con algunas de las cópulas más importantes mediante datos simulados, el fenómeno antes descrito está representado mediante una cópula Clayton también denominada MTJC, mostrada en la parte inferior izquierda, ahí se puede apreciar una fuerte dependencia para valores pequeños de ambas variables, es decir, este comportamiento representaría intermitencia de ambas fuentes de generación. De hecho, lo que sería grato encontrar es una distribución simétrica de colas ligeras, algo parecido a la cópula Gauss o a la T, pues lo anterior implicaría que los eventos extremos, o bien, aquellos relacionados con la intermitencia no son frecuentes. El que encontremos uno u otro caso, solo dependerá de los datos.

¿qué pasaría si ambas colas son pesadas? Este es el otro fenómeno que no nos gustaría encontrar, pues implicaría que cuando hay poca generación solar también hay poca eólica y que esto ocurre muy a menudo; a su vez implicaría que cuando hay mucha generación solar, también hay mucha eólica, lo cual no necesariamente es bueno pues si esta energía no se consume puede dañar la red de transmisión y distribución

por sobrecarga; nuevamente, lo que nos gustaría ver es una dependencia simétrica de colas ligeras.

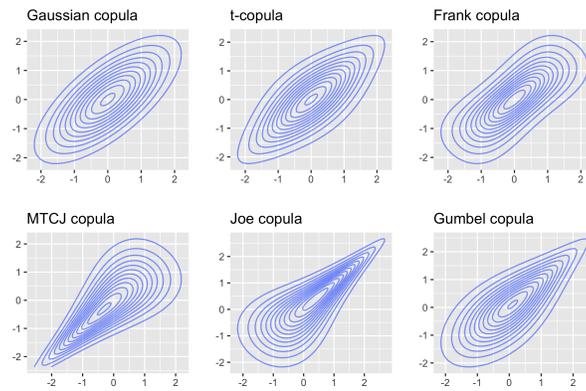


Figure 5.32: Multigráfica de cópulas
Fuente: Dr. Bo Chang's Blog
Available at: <https://bochang.me/>

5.5.3 Descripción de los Datos.

La base de datos consta de generación eólica y solar para todas las regiones del Sistema Eléctrico Mexicano en frecuencia horaria para el año 2014. Dado que todos los esquemas teóricos aquí considerados funcionan para los máximos por día se realizaron las siguientes transformaciones:

- El interés de este apartado es estudiar los mínimos de generación, es decir, las posibles intermitencias en el abasto de energía eléctrica, si se consideraran los máximos, entonces se estaría analizando lo opuesto, es decir, los eventos de exceso de generación. Consecuentemente, para analizar los mínimos, a la serie se le *cambió de lado* mediante la transformación $\min(x_1, x_2, \dots, x_n) = -\max(-x_1, -x_2, \dots, -x_n)$, con lo que se logra colocar los mínimos en la parte de arriba de la serie para que el algoritmo analice los máximos, que en realidad para nosotros son los mínimos.
- La teoría típicamente funciona para datos i.i.d. lo cual no tenemos dado que si un día estuvo nublado, es posible que una cantidad de días adjuntos también lo vayan a estar, por lo que la serie fue puesta en primeras diferencias para hacerla estacionaria, además de que se le removieron *clusters*.
- Recuérdese que después de las adecuaciones, esta serie consiste de mínimos, sin embargo, al cambiarse a diferencias, algunos de los valores son negativos, lo que complica la estimación ya que algunos métodos utilizan el logaritmo de la verosimilitud,

5.5.4 Extremos Univariados en Energía Solar.

La Figura 5.34 muestra la gráfica de generación así como el histograma. Se puede apreciar fácilmente que no será una distribución normal la que mejor modelará el fenómeno. Asimismo, se puede apreciar que no es

simétrica, y podría tener colas pesadas. Se comenzará entonces con el primer método de los descritos en la sección teórica.

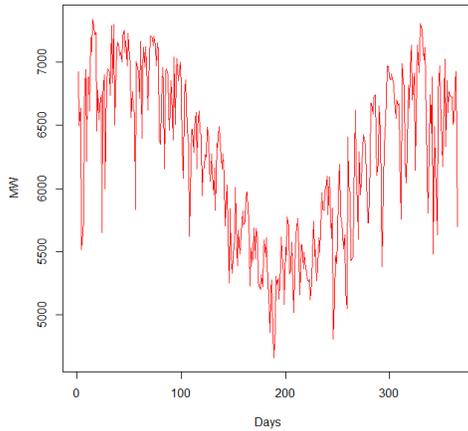


Figure 5.33: Generación: Mínimos.

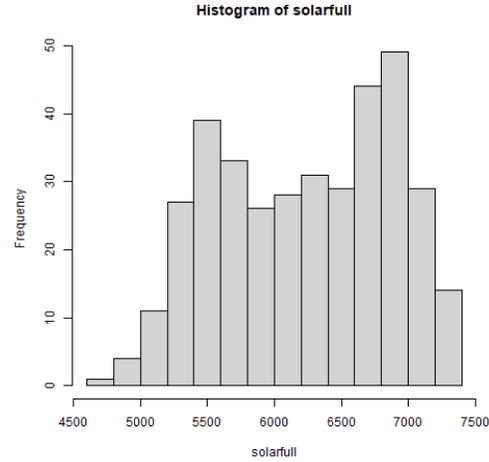


Figure 5.34: Histograma Solar, todas las regiones.

5.5.4.1 Block-Maxima Approach

El primer paso es encontrar la distribución de valores extremos que mejor ajusta nuestros datos. El QQ-plot de la Figura 5.35 muestra que hasta cierto valor, cerca de 1000, el ajuste es razonable, pero pasando este punto el ajuste empeora rápidamente, lo cual es confirmado por los cuantiles simulados de los datos empíricos. Por otro lado, el ajuste de la densidad es razonable. Nótese que respeta bastante bien la forma de la densidad teórica salvo valores altos. Consecuentemente, el siguiente paso es revisar los coeficientes estimados

A continuación se muestra la tabla de estimación de parámetros que nos indicará la forma que mejor ajusta nuestros datos. Como el intervalo de confianza para el parámetro de forma (*Shape*) es positivo, entonces, la distribución que mejor ajusta es una Fréchet.

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Location	118.1561	133.2200	148.2839
Scale	108.6785	121.9421	135.2057
Shape	0.2491	0.3662	0.4833

Table 5.27: Estimación de parámetros

Conociendo el tipo de distribución, se pueden calcular los retornos. La Tabla 5.28 muestra que en un periodo de 2 años se espera que en promedio se exceda el nivel de 181, en tanto en un periodo de 20 años se espera que se exceda un nivel de 788, y en un periodo de 100 años se exceda el nivel de 1595.

fevd(x = sol, time.units = "days")

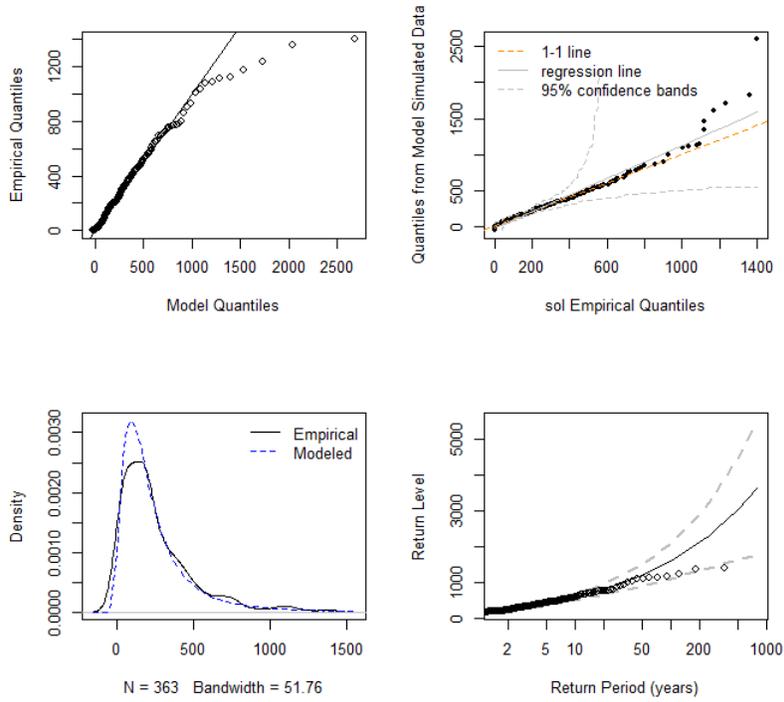


Figure 5.35: Ajuste de modelo valores extremos

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	162.2805	181.0524	199.8243
20-year return level	644.5205	788.4557	932.3909
100-year return level	1094.0954	1595.5051	2096.9148

Table 5.28: Estimación de retorno

El siguiente paso es calcular la probabilidad de eventos extremos, siendo 1400 el valor máximo, nos interesa la probabilidad de los eventos mostrados en la Tabla 5.29. Primero que nada, recuérdese que los datos aquí contenidos representan los mínimos, de donde, un evento extremo cercano al máximo tiene una probabilidad muy baja, de 0.013. Asimismo, un evento no tan extremo, de 1200, igualmente tiene una probabilidad baja de ocurrencia, 0.01963, es decir, los extremos mínimos no ocurren de manera frecuente en la generación solar, entendiendo como un extremo mínimo aquel en donde el máximo de generación en un día es bajo debido a la nubosidad.

Nivel del Extremo	1200	1300	1350	1380	1390
Probabilidad	0.01963121	0.01628790	0.01490337	0.01414872	0.01390874

Table 5.29: Probabilidad de eventos extremos.

Revisemos ahora lo que ocurre cuando se utiliza el otro método.

5.5.4.2 Peaks-Over Threshold

El primer paso es determinar el umbral a partir del cual, los datos que lo excedan, serán considerados como extremos. Si el umbral es bajo, habrá muchos datos excediendolo pero la teoría que respalda este método podría no cumplirse. Por el contrario, si el umbral es muy alto, la teoría se cumple pero hay muy pocos datos para hacer inferencia, por lo cual se deben de conciliar estas dos consideraciones. El umbral se fijará de acuerdo a los gráficos de umbral y al *Empirical Mean Residual Life Plot*. La selección del umbral es ambigua, está sujeta a interpretación, aunque la regla relativamente general que se sigue es fijar el umbral donde se encuentre el último punto donde la la gráfica no varía tanto.

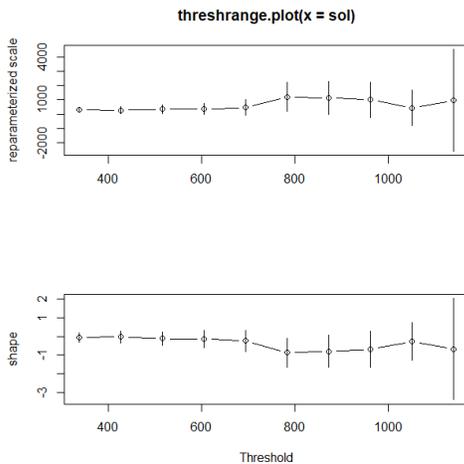


Figure 5.36: Range Plot.

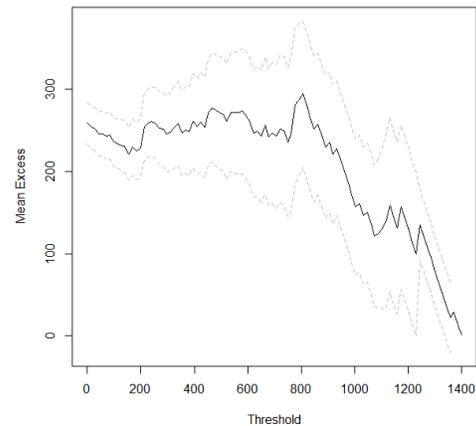


Figure 5.37: Empirical Mean Residual Life Plot.

De la Figura 5.36 se puede apreciar que, en ambos casos, el último valor para el cual la figura no fluctúa tanto es 700, lo cual, ciertamente se confirma con la Figura 5.37. Consecuentemente, fijamos el umbral en 700. A continuación, se revisará la distribución que mejor ajuste los datos. Se comienza por los gráficos de ajuste mostrados en la Figura 5.38, donde se puede apreciar que el ajuste es bueno solamente para valores bajos, y para los valores altos, el QQ-plot muestra un ajuste malo, lo cual se confirma con el gráfico de densidad que muestra como la densidad modelada se aleja mucho de la empírica.

La Tabla 5.30 muestra la estimación de parámetros así como un intervalo de confianza para cada uno de ellos. El parámetro que nos interesa es la forma, nótese que el valor puntual es negativo pero el intervalo captura al cero, consecuentemente, la evidencia estadística se inclina a no rechazar la idea de que los datos en la cola se comportan como una exponencial de cola ligera.

Con la información anterior, se pueden calcular las probabilidades de eventos extremos. La tabla 5.31 muestra que la probabilidad de eventos incluso no tan extremos es relativamente baja. Particularmente, un

fevd(x = sol, threshold = tshol, type = "GP")

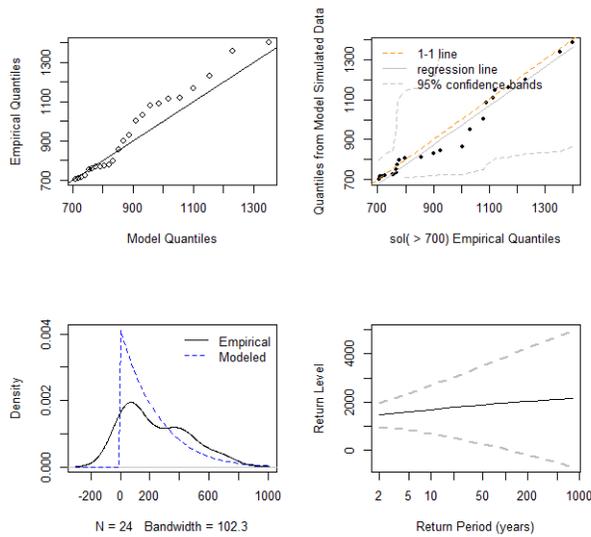


Figure 5.38: Gráficos de ajuste.

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Scale	75.1776334	241.6498755	408.122118
Shape	-0.7423733	-0.1130632	0.516247

Table 5.30: Estimación de parámetros

evento alto pero no extremo, de 1200, tiene probabilidad de 15% de ocurrencia, en tanto el evento extremo de 1400 tiene probabilidad de poco menos del 3%.

Nivel del Extremo	1100	1200	1300	1400
Probabilidad	0.26244472	0.15998056	0.09469975	0.05423441

Table 5.31: Probabilidad de eventos extremos.

Asimismo, se calculan los periodos de retorno de los eventos extremos en la Tabla 5.32, donde se muestra que los niveles promedio a exceder en los distintos periodos son relativamente cercanos, es decir, el nivel a exceder en 2 años es de 1458 y el nivel máximo es de 1951 que en promedio se espera que se exceda en un periodo de 100 años.

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	969.50733	1458.581	1947.655
20-year return level	515.5500	1774.595	3033.641
100-year return level	32.25358	1951.400	3870.546

Table 5.32: Estimación de retorno

Por último, sabiendo cual es la mejor distribución que ajusta la cola, podemos simular sus valores. La Figura 5.39 muestra como la distribución está muy cargada para valores pequeños y que posteriormente decae con rapidez, es decir, sí hay fluctuaciones de generación eléctrica, estas suelen ser chicas, y hay unas pocas que son de mayor magnitud. Note que este diagrama es diferente al que se mostró al inicio de la sección en la Figura 5.34, por lo que aquí se desea enfatizar que la simulación es correcta, ya que muestra solamente datos para la cola, en tanto el histograma inicial muestra datos para toda la distribución.

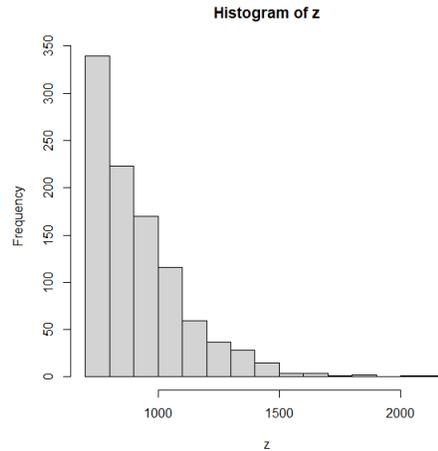


Figure 5.39: Histograma Solar para la cola de la distribución.

5.5.4.3 En Suma.

La revisión muestra que, aunque en efecto, hay una señal importante de eventos extremos, las probabilidades y los niveles de retorno siguen estando dentro de un intervalo relativamente sano, es decir, indica que los eventos extremos no prevalecen en el esquema revisado, por lo tanto, dado que la función está adaptada para mínimos, es decir, para intermitencia, se puede aseverar que esta no es preponderante. El enfoque que obtuvo los mejores resultados de estimación fue el *Block-Maxima*, el cual, a su vez indica que la distribución más indicada es una Fréchet.

5.5.5 Extremos Univariados en Energía Eólica.

A continuación se realizará un estudio de los extremos de la energía eólica. De manera similar al caso de la energía solar, estamos interesados en los mínimos de generación, por lo que las series tuvieron que ser readaptadas de la manera que se especificó al inicio de la sección, es decir, se les aplica la transformación que *voltea* la gráfica.

Para comenzar, la Figura 5.40 muestra que a lo largo del año, los mínimos de generación tienen una variabilidad importante. Particularmente, a partir de Mayo, los mínimos caen de forma importante y no se

elevan sino hasta finales de año. Por otro lado, el histograma de la Figura 5.41 muestra una distribución cargada hacia valores bajos, aunque cabe resaltar que esta posee dos picos en la parte superior, los cuales podrían complicar la modelación.

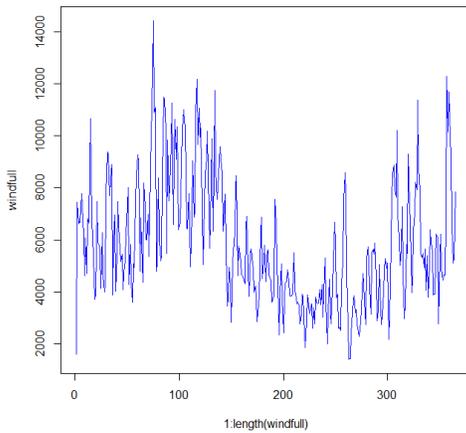


Figure 5.40: Generación: Mínimos.

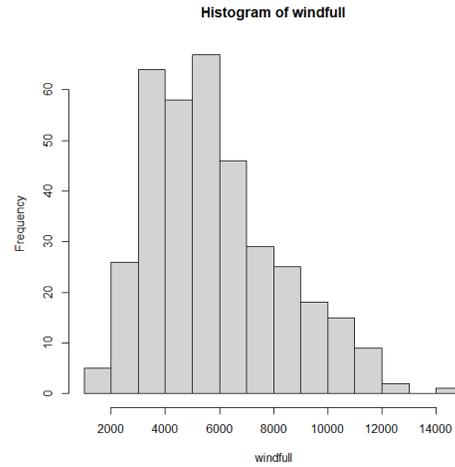


Figure 5.41: Histograma, todas las regiones.

5.5.5.1 Block-Maxima Approach

El primer paso es entonces encontrar la distribución de valores extremos que mejor ajusta nuestros datos. El QQ-plot de la Figura 5.42 muestra un buen ajuste para valores bajos y un ajuste desastroso para valores altos. Lo anterior se confirma con la gráfica de ajuste de densidad (panel inferior izquierdo), en donde se aprecia que para valores bajo, la distribución modelada se ajusta bastante bien a la empírica, pero para valores grandes, mayores a 6000, existe una cantidad importante de eventos que toman lugar ahí, lo que complica el ajuste; este hecho fue advertido de cierta manera por el histograma, el cual muestra una carga importante en dicha zona.

A continuación se muestra en la Tabla 5.33, los resultados de la estimación de parámetros que nos indicará la distribución específica, dentro del universo de la Distribución Generalizada de Valores Extremos, que mejor ajusta. El parámetro que nos interesa es el de forma, el cual es claramente positivo así como ambas cotas, lo que indica que la distribución de la cola es Fréchet.

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Location	1046.049	1183.008	1319.966
Scale	5055.53	6448.749	7841.965
Shape	9584.646	15117.481	20650.316

Table 5.33: Estimación de parámetros

fevd(x = win, time.units = "days")

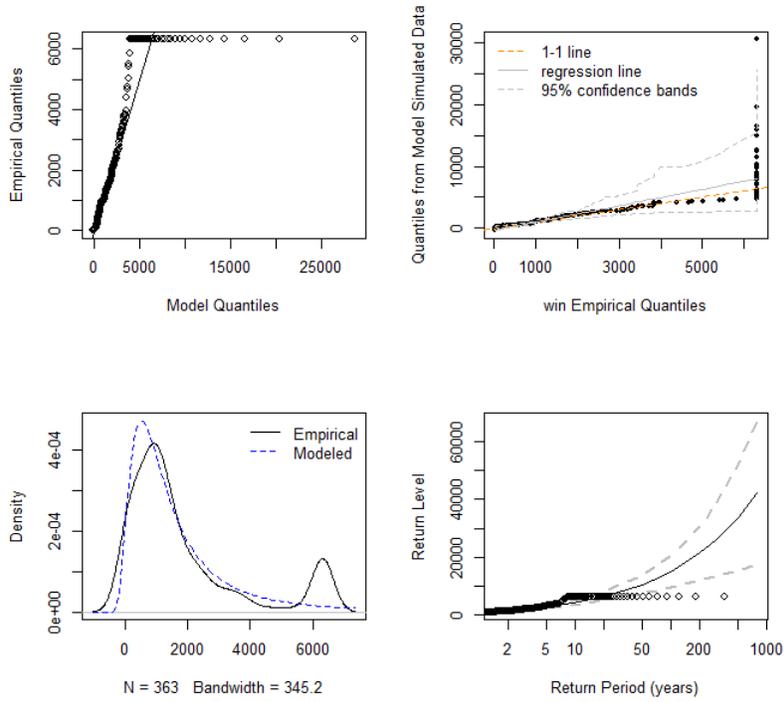


Figure 5.42: Ajuste de modelo valores extremos

Conociendo el tipo de distribución, se pueden calcular los retornos. La Tabla 5.34 muestra que, en un periodo de 2 años, el valor promedio de un evento extremo es de 181, en tanto en 20 años valor promedio de un evento extremo es de 788.

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	1046.049	1183.008	1319.966
20-year return level	5055.53	6448.749	7841.965
100-year return level	9584.646	15117.481	20650.316

Table 5.34: Estimación de retorno

Alternativamente, se puede intentar ajustar una distribución Gumbel, lo cual es recomendable dado el mal ajuste que ocurrió con la distribución pasada. Se realizó la prueba de Cociente de Verosimilitudes con hipótesis nula Gumbel resultando en un P-value cercano a 1, por lo que no se puede rechazar la hipótesis nula.

En la Figura 5.43 se muestra que aunque en el QQ-plot siguen existiendo problemas de ajuste para valores altos, este es considerablemente mejor que anterior, y lo mismo ocurre con el gráfico de comparación de densidad modelada contra empírica. Adicionalmente, la estimación del parámetro de forma tiene un intervalo de confianza de $(-1.18, 0.003)$ el cual captura al 0, de donde, es evidencia adicional que confirma

una distribución Gumbel.

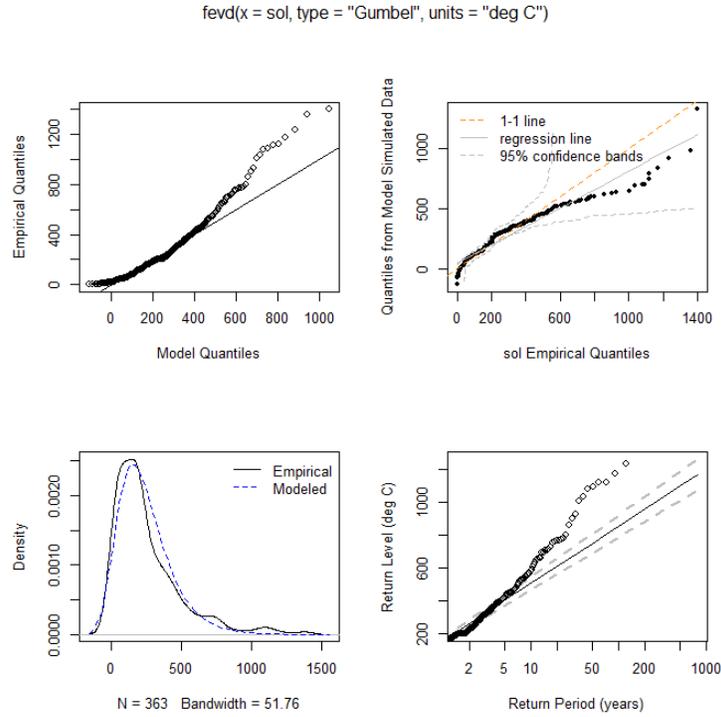


Figure 5.43: Estimación alternativa de Gumbel.

La Tabla 5.37 muestra los niveles extremos a revisar así como las probabilidades de ocurrencia. Como se puede apreciar, para cualquiera de los umbrales seleccionados, la probabilidad de ocurrencia es relativamente estable y baja. Sabiendo la distribución que representa nuestros datos, podemos entonces simular números aleatorios del nuevo ajuste, los cuales se muestran en la Figura 5.44.

Nivel de Extremo	6000	6100	6200	6300
Probabilidad	0.0568	0.0551	0.0536	0.05212

Table 5.35: Probabilidad de eventos extremos.

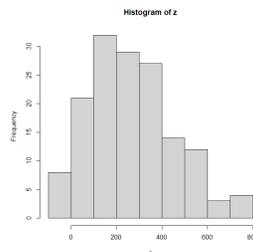


Figure 5.44: Simulación para la cola ajuste 2.

5.5.5.2 Peaks-Over Threshold

En este método, el primer paso es determinar el umbral a partir del cual, los datos que lo excedan serán considerados como extremos. La Figura 5.45 muestra que un valor ambiguo es 280 para valores bajos de la distribución. Por el otro lado, la Figura 5.46 muestra que otro posible candidato es algún valor cercano a 4000, es decir, antes de que comience a decaer abruptamente. Sin embargo, al intentar estimar el *Range Plot* para un rango de valores que abarque 4000 llegamos a que valores por encima de 1000, generan problemas al sustituir en logaritmo, por lo que nos quedamos con el umbral de 280.

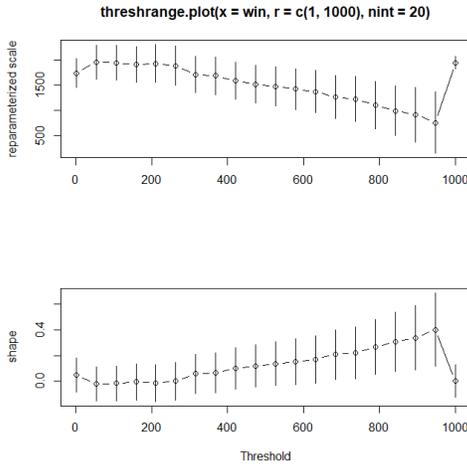


Figure 5.45: Range Plot.

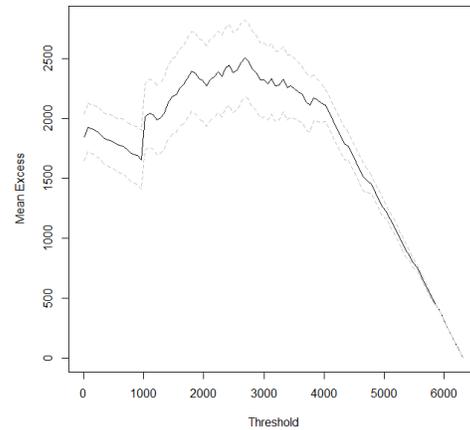


Figure 5.46: Empirical Mean Residual Life Plot.

A continuación, se revisará la distribución que mejor ajuste los datos. La Figura 5.47 muestra problemas similares a los encontrados en *Block Maxima Approach*, es decir, en el QQ-plot se puede apreciar un buen ajuste para valores bajos, en tanto un pésimo ajuste para valores altos. La razón de lo anterior se puede ver más claramente en el gráfico de densidad, donde se aprecia que existe una cantidad importante de eventos que ocurren alrededor de 6000, lo que provoca una ondulación alrededor de este valor.

La Tabla 5.36 muestra que para el parámetro de forma, el intervalo de confianza captura al cero, consecuentemente, la distribución que mejor ajusta es una exponencial.

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Scale	1456.3907407	1.784961e+03	2113.530752
Shape	-0.1125148	3.596709e-02	0.184449

Table 5.36: Estimación de parámetros

Con la información anterior, se puede calcular las probabilidades de eventos extremos, los cuales se muestran en la 5.37

fevd(x = win, threshold = tshol, type = "GP", time.units = "days")

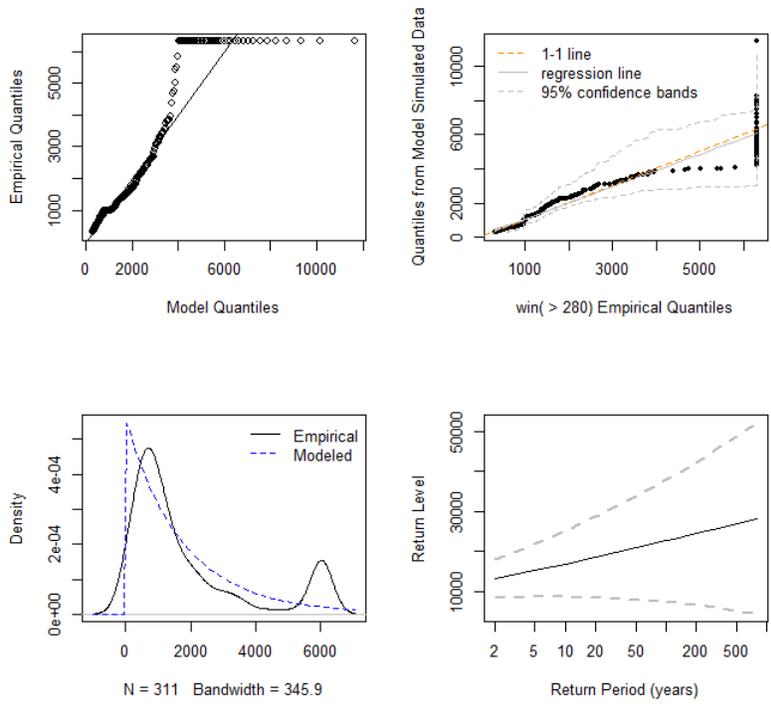


Figure 5.47: Gráficos de ajuste.

Nivel del Extremo	6000	6100	6200	6316
Probabilidad	0.04817364	0.04581555	0.04357683	0.04112124

Table 5.37: Probabilidad de eventos extremos.

Asimismo, se calculan los periodos de retorno de los eventos extremos en la Tabla 5.38 muestra que en 2 años, el evento más extremo esperado en promedio es de 13,213, en tanto en un periodo de 100 años, el nivel máximo esperado es un evento de 22,665.

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	8424.394	13213.49	18002.59
20-year return level	8519.104	18615.22	28711.35
100-year return level	7411.876	22665.47	37919.07

Table 5.38: Estimación de retorno

Por último, sabiendo cual es la mejor distribución que ajusta la cola, podemos simular sus valores, como se muestra en el histograma de la Figura 5.48

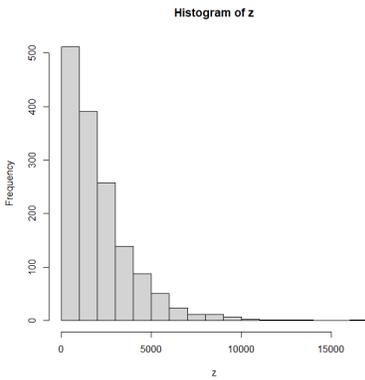


Figure 5.48: Histograma para la cola de la distribución.

5.5.6 Extremos Univariados en Solar y Eólica.

En esta sección se presentan los resultados para ambos tipos de energías agregados. Esto con la finalidad de determinar si funcionando en conjunto existe riesgo significativo de intermitencia. Para comenzar, la Figura 5.49 muestra los mínimos de generación combinada de energía solar y eólica. Como se puede apreciar, no es frecuente que los mínimos alcancen un valor demasiado bajo, al menos en el periodo de estudio, nunca se alcanzó cero de forma simultánea, y sin embargo, hubo periodos donde el mínimo de generación alcanzó puntos muy altos.

Lo anterior se confirma con el histograma de la Figura 5.50, donde se muestra que la distribución está fuertemente cargada a valores bajos, lo cual es natural, dado que estamos trabajando con los mínimos por día, y sin embargo, existen extremos tan grandes como 20,000 MW.

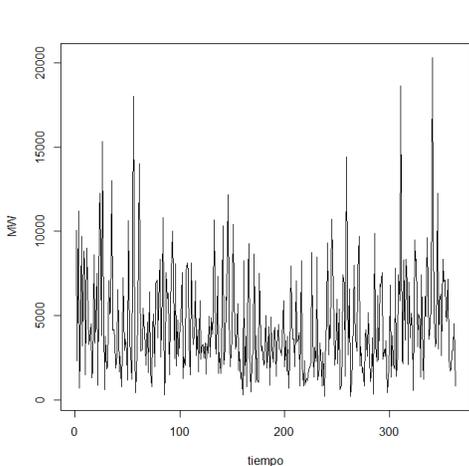


Figure 5.49: Generación: Mínimos.

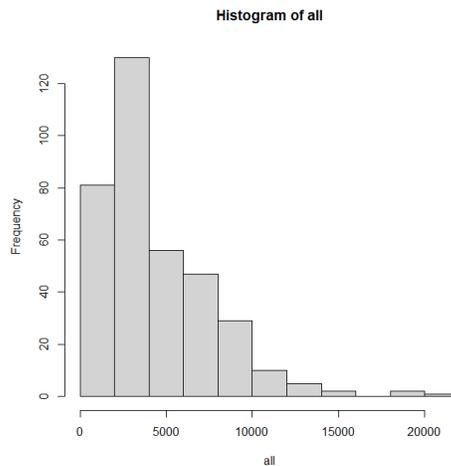


Figure 5.50: Histograma todas las regiones.

5.5.6.1 Block-Maxima Approach

Comenzamos con el proceso para determinar la mejor distribución que ajusta los valores de la cola. La Figura 5.51 muestra en el primer panel el QQ-plot, de donde se puede apreciar que el ajuste es bueno para valores bajos y comienza a tener problemas para valores altos, sin que esto llegue a significar un problema substancial de ajuste. Adicionalmente, el diagrama de densidad muestra un ajuste razonable, salvo por un conjunto de valores cercanos a los 8,000 donde existe un abultamiento de la curva, y hace que el ajuste no sea ejemplar. El resto de los valores tanto de la figura de retorno como de el QQ-plot restante muestra que los valores se mantienen dentro de los rangos calculados salvo por algunos de los valores grandes.

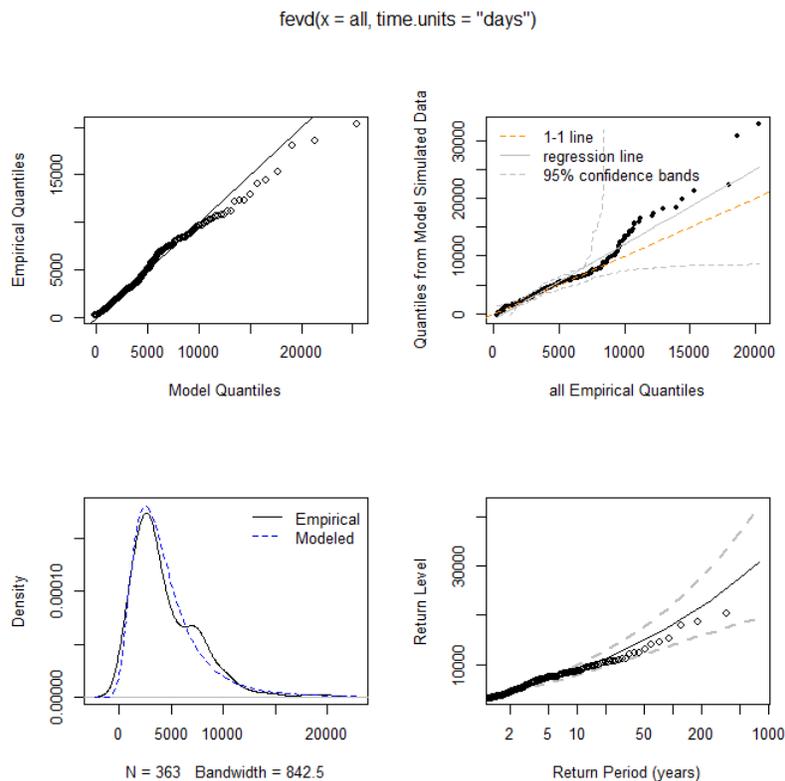


Figure 5.51: Ajuste de modelo valores extremos BMA.

Después de realizar una estimación de los parámetros de la distribución, los cuales se muestran en la Figura 5.39, se puede ver que el valor del parámetro de forma es positivo así como su intervalo de confianza, lo que indica que la mejor distribución para ajustar a la cola es una Pareto con cola pesada. De la información que revisamos previamente, podemos corroborar que la distribución es la adecuada, pues se necesita una con cola pesada para representar el abultamiento que se mencionó par valores altos.

Conociendo el tipo de distribución, se pueden calcular los retornos. La Tabla 5.40 muestra que en promedio, un evento extremo podría ir tan alto como 3690, lo cual no es demasiado grande. Sin embargo,

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Location	2.659223e+03	2905.8314946	3152.4401001
Scale	1.862447e+03	2068.1975705	2273.9484832
Shape	8.697663e-02	0.1906514	0.2943261

Table 5.39: Estimación de parámetros

dado la amplia varibilidad de la serie se espera que en un periodo de 100 años, el nivel de un extremo pueda llegar a un nivel de 18,133.

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	3396.034	3690.964	3985.895
20-year return level	9679.651	11168.656	12657.662
100-year return level	14029.546	18133.658	22237.771

Table 5.40: Estimación de retorno

El siguiente paso es calcular la probabilidad de eventos extremos. Lo primero que salta a la vista de la Tabla 5.41 es que siendo el valor extremo de 20,300, incluso valores muy por debajo de este, como 18,000 tienen probabilidad muy baja de ocurrir, de 1% o incluso valores menores, como el caso del valor de 20,300, con probabilidad de 0.6%, lo cual nos indica que estos eventos son sumamente raros.

Valor Extremo	18000	19000	19500	20000	20300
Probabilidad	0.010271804	0.008431232	0.007659009	0.006969352	0.006590954

Table 5.41: Probabilidad de eventos extremos.

A continuación se muestra una simulación del ajuste de datos para la cola donde se muestra una carga mayor en uno de los lados.

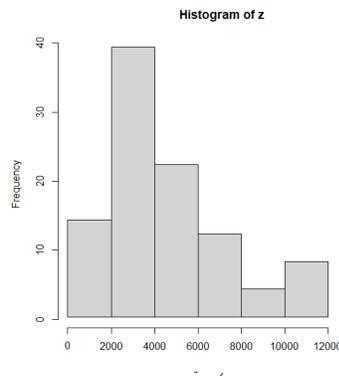


Figure 5.52: Histograma simulación para datos extremos.

5.5.6.2 Peaks-Over Threshold

En este método, el primer paso es determina el umbral a partir del cual, los datos que lo excedan serán considerados como extremos. La Figura 5.53 es complicada de interpretar en tanto no es clara la existencia de un único umbral, aunque inicialmente, el valor de 1,000 parece se una buena opción. Por otro lado, la Figura 5.54 tiene un problema similar en tanto hay varias posibilidades, de hecho, se probaron ajustes con umbrales de 1,000, 2,500, 3,500, 6,000 y 10,000 para no descartar la posibilidad de un buen ajuste, entre todas las posibilidades revisadas, el que mejores resultados dio fue el de 1,000.

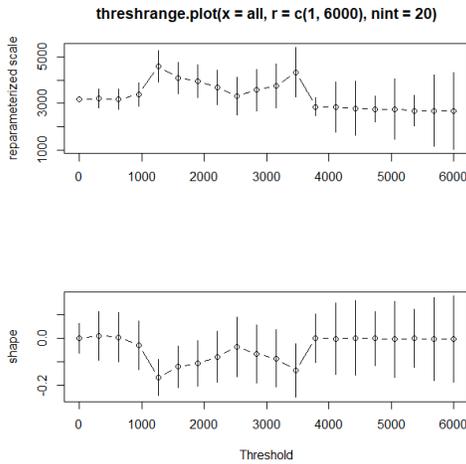


Figure 5.53: Range Plot.

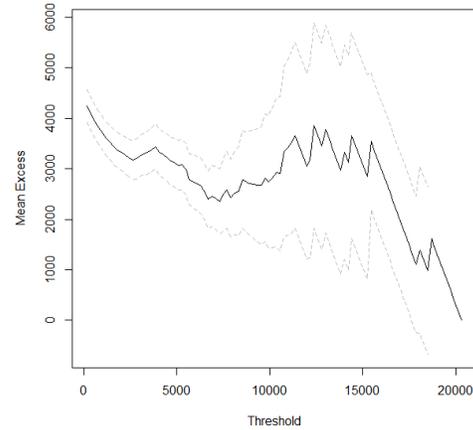


Figure 5.54: Empirical Mean Residual Life Plot.

A continuación, se revisará la distribución que mejor ajuste los datos. La Figura 5.55 muestra un muy buen ajuste en los QQ-plot aún para valores grandes. Sin embargo, el diagrama de densidad muestra problemas.

La Tabla 5.42 muestra las estimaciones de los parámetros de la distribución Pareto Generalizada, para la cual, se puede ver que el intervalo del parámetro de forma atrapa al cero, consecuentemente, el ajuste sugerido es aquel de una exponencial de cola ligera, lo cual parece ser intuitivamente cierto por lo revisado en el histograma al inicio de la sección.

Parameter	95 % lower	Estimate	95% upper
Scale	2735.183020	3.149016e+03	3562.848443
Shape	-0.107686	-5.175026e-04	0.106651

Table 5.42: Estimación de parámetros

Con la información anterior, se pueden calcular las probabilidades de eventos extremos. La Tabla 5.43 muestra resultados favorables, es decir: siendo el evento más extremo aquel con un nivel de 20,300, se tiene

fevd(x = all, threshold = tshol, type = "GP")

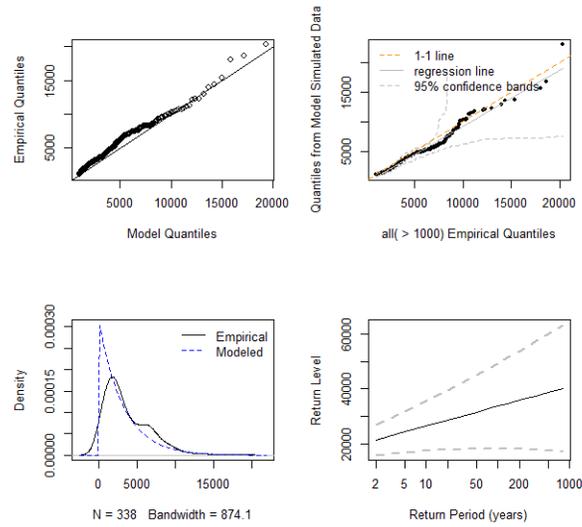


Figure 5.55: Gráficos de ajuste.

que la probabilidad de un evento con un nivel sustancialmente más bajo, como 18,000 es de 0.0044, es decir, menor a 1%, y la probabilidad del evento más extremo es menor al 0.3%.

Nivel del Extremo	18000	19000	19500	20000	20300
Probabilidad	0.004489260	0.003264846	0.002784185	0.002374257	0.002157858

Table 5.43: Probabilidad de eventos extremos.

Asimismo, se calculan los periodos de retorno de los eventos extremos en la Tabla 5.44. En dos años, en promedio se esperaría algún evento extremo con un nivel de 21,500, en tanto que en 100 años, el nivel esperado de un evento extremo sube considerablemente, a más de 33,000, que como se mencionó en la sección anterior, se debe a la gran variabilidad que posee la serie.

Period	95% lower CI	Estimate	95% upper CI
2-year return level	15946.36	21504.43	27062.49
20-year return level	17934.10	28726.57	39519.04
100-year return level	18257.95	33769.52	49281.09

Table 5.44: Estimación de retorno

Por último, sabiendo cual es la mejor distribución que ajusta la cola, podemos simular sus valores. La 5.56 muestra la simulación.

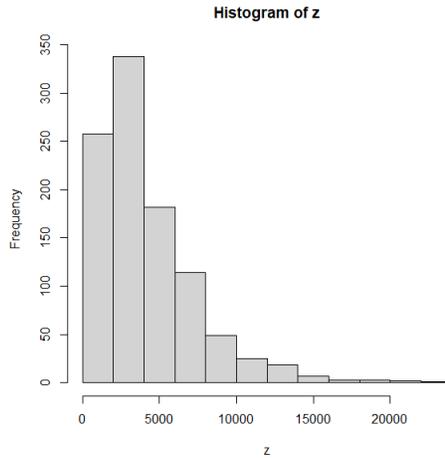


Figure 5.56: Histograma para la cola de la distribución.

5.5.7 Extremos Multivariados en Solar y Eólica.

Las secciones anteriores integraron el análisis de extremos considerando a las variables de interés de forma aislada, es decir, fue un análisis univariado. Sin embargo, la realidad suele ser compleja y a pesar de que los análisis anteriores dan una enorme idea del impacto de la intermitencia, cuando se le considera a esta como un evento extremo de no-generación o generación baja, no consideran cómo interactúan las variables, por lo que a continuación, se presenta una generalización del análisis univariado al caso de energía solar y eólica. Las estimaciones empíricas están basadas en el trabajo de (Stephenson, 2012).

5.5.7.1 Descripción de los Datos

El conjunto de datos utilizado aquí se utilizará para ambos análisis con la finalidad de que sean comparables. Se tienen la serie de datos de generación eólica y solar en frecuencia horaria para el año 2014. Como los análisis presentados a continuación están basados en máximos, se utilizó la transformación $\min(x_1, x_2, \dots, x_n) = -\max(-x_1, -x_2, \dots, -x_n)$ para cada día, de tal forma que se obtuvieron 365 bloques de datos. Como claramente las series poseen tendencia, se utilizó el operador diferencia una vez en cada serie, y a cada serie se le removieron los *clusters*. Por último, se organizaron los datos en orden ascendente, se les dividió entre el número de bloques de datos (364 después de la primera diferencia) y se les aplicó logaritmo.

5.5.7.2 Multivariate Block-Maxima

Primeramente se obtiene la función de dependencia $A(\cdot)$ de los máximos mediante estimaciones no paramétricas y mediante estimaciones máximo verosímiles como se muestra en la Figura 5.57. En ambos casos se puede apreciar una dependencia baja, ya que variables independientes tendrían un $A(1/2) = 1$, en nuestro caso, no es exactamente 1, pero para todas las series, las estimaciones se acercan a ese valor.

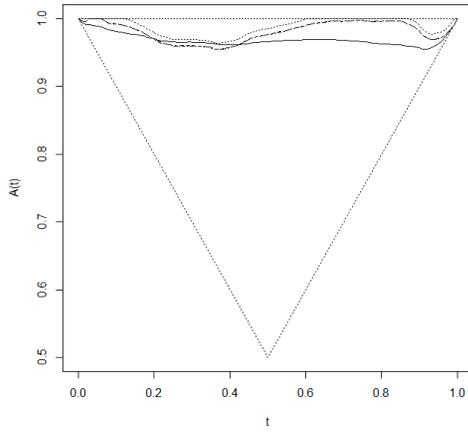


Figure 5.57: Función de dependencia no paramétrica.

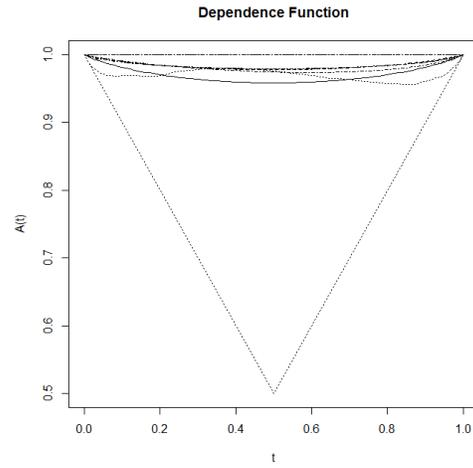


Figure 5.58: Función de dependencia ML.

A continuación, se estiman modelos Alogarítmico (m1), Logarítmico (m2) y Bilogarítmico (m3), los cuales generan información que será utilizada posteriormente. Adicionalmente, se puede obtener la estimación de los parámetros de forma similar al caso univaridado como lo muestra la Tabla 5.45:

Source	Loc1	Scale1	Shape1	Loc2	Scale2	Shape 2	Dep
Solar	0.461	0.461	0.471	0.457	0.455	0.493	0.967
Wind	0.030	0.028	0.070	0.030	0.029	0.075	0.035

Table 5.45: Estimación de parámetros.

Asimismo, también tenemos los resultados del ANOVA para los modelos m3 y m2. La Tabla 5.46 muestra que el P-value es substancialmente más grande de 0.05, consecuentemente, no se rechaza la hipótesis nula de que el modelo m3 ajusta mejor. Adicionalmente, se realizó la prueba de Score de Independencia por cociente de verosimilitudes. El P-value es de 0.2061, por lo que no se rechaza la hipótesis nula de independencia.

Model	D.F.	Deviance	D.F.	Chisq	P-value
m3	8	1538.2			
m2	7	1538.6	1	0.3998	0.5272

Table 5.46: ANOVA modelos m3 y m2

Por último, la Figura 5.59 muestra un gráfico de curvas de cuantiles con una función no paramétrica para las marginales. Se puede apreciar cierta dependencia en la parte superior derecha, correspondiente a valores altos de ambas variables, lo que podría indicar una dependencia de cola. Por otro lado, también se puede apreciar que, mientras más alejado se está, los valores extremos se reducen más que proporcionalmente. En consecuente, es muy probable que se tengan colas pesadas pero no cargadas.

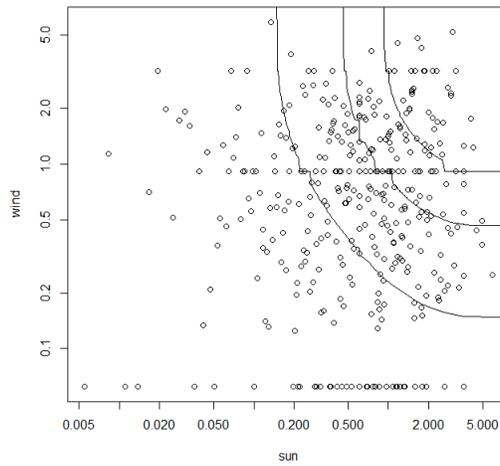


Figure 5.59: Gráfico de dependencia.

5.5.7.3 Multivariate Peaks-Over Threshold

Como se realizó en el análisis univarido, el primer paso en éste método es determinar el umbral a partir del cual, se considerarán los valores extremos. La Figura 5.60 muestra un cruce potencial, poco arriba de un k de 150 que que corresponde a un valor de 2. Este gráfico calcula los estadísticos de orden y muestra el resultado de $\binom{k}{n} r_{n-k}$ en función de estos; este mismo valor es el reportado por el diagrama de medida espectral.

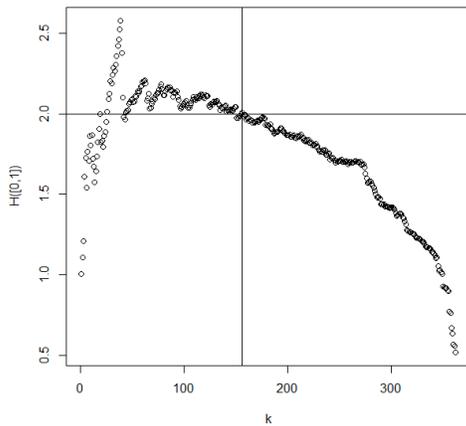


Figure 5.60: Diagnóstico de umbral.

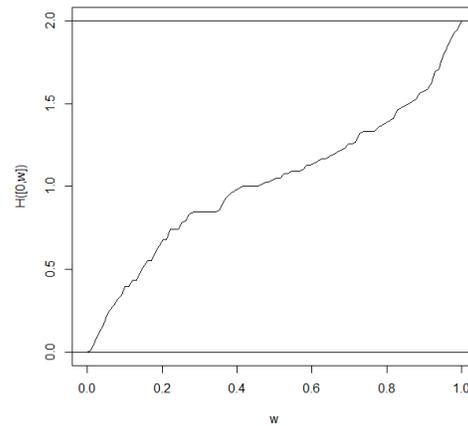


Figure 5.61: Medida espectral.

Con este valor, se puede ahora trazar el diagrama que muestre el umbral para ambas variables, generación solar y eólica, el cual se muestra en la Figura 5.62. Dado que se ajustó previamente el modelo, la Figura muestra curvas cuantiles reagrupados correspondientes a un mismo nivel de riesgo de acuerdo a cuantiles 0.99, 0.995 y 0.999. En ella se aprecia lo que habíamos estado advirtiendo, es decir, que no hay tantos valores después de los umbrales, lo que refleja colas relativamente ligeras y que a su vez, en términos

del problema que estamos estudiando, el de intermitencia, se infiere que existen muy pocos días para los cuales hubo generación baja (extremadamente cercana del mínimo) por consecuente, se puede aseverar que la intermitencia de generación es baja.

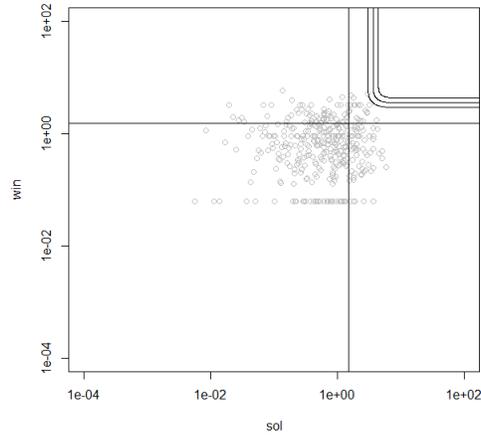


Figure 5.62: Umbral y curvas cuantil del modelo estimado.

La estimación de modelo para los parámetros de escala y forma arrojan los siguientes resultados para la estimación de las marginales individualmente utilizando distribuciones Generalizadas de Pareto a los excedentes.

Model	Scale	Shape
model 1	1.097961	-0.10846729
model 2	1.053002	-0.09106062

Table 5.47: Estimación de parámetros de modelo.

La estimación de modelo específicamente mediante excedentes sobre umbral arroja los siguientes datos:

Source	Loc1	Scale1	Shape1	Loc2	Scale2	Shape 2
Solar	1.097	-0.104	1.036	-0.074	0.989	0.731
Wind	0.174	0.113	0.164	0.113	0.012	0.302

Table 5.48: Estimación de parámetros multivariadas

El coeficiente de dependencia extrema que obtuvimos es de 0.4111191. Este representa la tendencia de un valor a ser grande, dado que la otra variable contra la cual se está comparando, lo sea. La medida de dependencia se denota por χ y es un valor entre 0 y 1, cuando es 0 las variables son asintóticamente independientes y por el contrario, cuando es 1 las variables son asintóticamente dependientes. En nuestro caso, las variables

tienen una dependencia relativamente baja. Otra medida similar a la anterior se denota por $\bar{\chi}$ y representa que tan fuerte es la dependencia cuando las variables son asintóticamente independientes. Para el caso de esta medida de dependencia, $\bar{\chi} \in [-1, 1]$, cuando vale 1 son dependientes y cuando vale 0 son independientes.

La Figura 5.63 muestra que tanto el valor de la χ como el de $\bar{\chi}$ están sumamente cercanos a cero sin importar cual sea el umbral. En términos de dependencia asintótica se tiene que, dado que $-1 \leq \bar{\chi} \leq 1$ y dado que $\chi \approx 1$ se tiene independencia asintótica entre las variables. Consecuentemente, en términos de intermitencia esto es una buena noticia, ya que no es cierto en general que cuando la generación de una de las fuentes sea baja, la generación en la otra fuente también lo será, es decir, es extraño ver que las dos fuentes, solar y eólica, tengan baja generación simultáneamente.

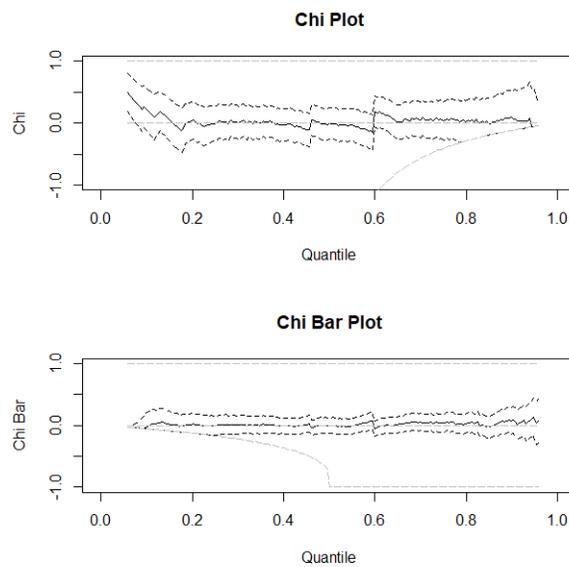


Figure 5.63: Chi plots

La última medida a revisar es el coeficiente de dependencia de cola, el cual se calcula mediante una distribución Pareto Generalizada. El valor puntual que obtuvimos fue de 0.4111191. La Figura 5.64 muestra que a partir de un valor ligeramente menor a 0.7, la figura comienza a decaer, por lo cual este podría ser un buen punto a sugerir como umbral. Por otro lado, se debe de notar que salvo por pocos periodos el intervalo de confianza no captura el valor de uno dentro sus bandas, consecuentemente, en general, se rechaza la hipótesis de independencia asintótica. Dados estos resultados, es entonces posible interpretar la Chi barra como medida de asociación, esta nos indica que la dependencia es positiva y regular alrededor de 0.5 en casi todo el periodo de estudio.

Los resultados del ANOVA para la prueba de cociente generalizado de verosimilitudes de dependencia

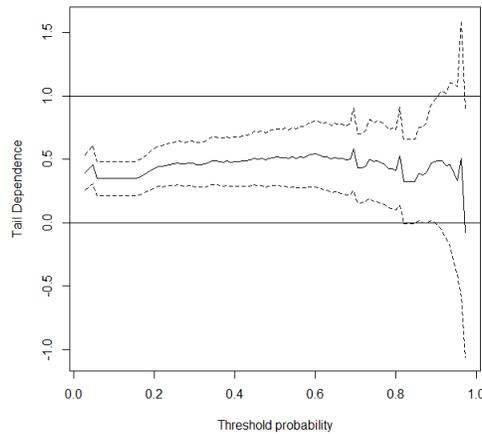


Figure 5.64: Gráfico de dependencia de cola.

asintótica muestran que la hipótesis nula es que las variables son fuertemente dependientes $H_0 : \chi = 1$ vs $H_1 = \chi < 1$. En nuestro caso, el P-value de 0.0001199 nos hace rechazar la hipótesis nula, de donde, vemos que la dependencia no es fuerte de forma asintótica.

Model	D.F.	Deviance	D.F.	Chisq	P-value
m1	2	256			
m2	1	263.4	1	14.795	0.0001199

Table 5.49: ANOVA modelos m1 y m2

5.5.7.4 En Suma.

El análisis multivariado de extremos nos ha quitado algunas dudas que permanecían pendientes respecto a cómo interactúan la generación eólica y la solar, así como de la fuerza de la dependencia que pudiera existir respecto a valores extremos, la cual, como vimos en todos los escenarios analizados, no es demasiado grande. En consecuencia, basados en el análisis de Teoría de Valores Extremos, y considerando la intermitencia de generación eléctrica como un evento extremo, el que no haya valores extremos sustanciales en los datos de ambos tipos de energías nos lleva a la conclusión de que, la energía solar y eólica interactuando entre todas las regiones de generación no son intermitentes, es decir, son sumamente extraños los eventos en donde en todas las regiones simultáneamente no hay generación eólica y solar. De hecho, lo que se revisó no es únicamente que no hubiera generación, sino que esta no fuera substancialmente baja.

5.5.8 Cópulas de Valores Extremos.

Como se pudo apreciar, la teoría de valores extremos es muy útil para estimar eventos catastróficos. Sin embargo, hay un aspecto que podría estar perdido y es aquel de la potencial dependencia asimétrica mul-

tivariada de las colas. Sin embargo, la teoría de cópulas ofrece una alternativa al modelar los datos de las marginales con la menor cantidad de restricciones posible, sin importar que los datos provengan de distribuciones marginales sumamente diferentes, la teoría de cópulas se enfoca en encontrar la estructura de dependencia entre ellas. El uso de esta teoría tiene dos objetivos, por un lado, confirmará o refutará el comportamiento conjunto que encontramos en la Teoría de Valores Extremos y por otro, nos ayudará a despejarnos de la duda respecto de la dependencia asimétrica.

¿porqué es importante el tema de la dependencia asimétrica? la dependencia asimétrica nos dice que las variables que estamos estudiando podrían volverse más dependientes en una dirección que en la otra, por ejemplo, podría ocurrir que cuando la generación solar aumentara, la eólica también lo hiciera. Definitivamente, una situación que no nos gustaría encontrar es una donde cuando baja la generación eólica, baja también la generación solar, al menos no deseamos esta situación cuando la demanda eléctrica es alta, pues esto sería considerado como intermitencia. Revisemos pues lo que nos dicen los datos respecto de esta situación.

5.5.8.1 Descripción de los datos.

Se utilizó la serie horaria para energía eólica y solar para el año 2014. A diferencia de los modelos anteriores, cópulas no requieren que a los datos se les remuevan los *clusters*, así que únicamente se calculó el máximo por día y se aplicó la transformación $\min(x_1, x_2, \dots, x_n) = -\max(-x_1, -x_2, \dots, -x_n)$ con datos en primera diferencia.

5.5.8.2 Estimaciones.

El primer paso es realizar pruebas de bondad de ajuste entre las cópulas elípticas, las arquimedeanas y las de valores extremos. En todos los casos, la hipótesis nula es que los datos provienen de la distribución que se está probando. Los resultados se muestran en la Tabla 5.50. Como se puede apreciar, hay una cantidad importante de cópulas para las que no se rechaza la hipótesis nula, entonces, con la finalidad discernir cuál aporta el mejor ajuste recordaremos que, un p-value es el área bajo la curva entre el valor de prueba y el lado derecho (e izquierdo en el caso de pruebas de dos colas) de la curva, consecuentemente, aquel p-value, correspondiente a un valor de prueba, que está más cerca del valor hipotético es aquel que mejor ajusta, es decir, el p-value que más cercano está de 1.

Bajo el criterio antes mencionado, la cópula que mejor ajuste tiene es la T, para la cual, sus parámetros estimados son una rho de 0.443908146221935 con 8395 D.F. La Figura 5.65 muestra la gráfica de tal cópula, algunos aspectos que saltan a la atención respecto de aquellos que mencionamos al inicio de la sección, es decir, la dependencia asimétrica. En tal aspecto, la cópula T tiene colas simétricas, consecuentemente, lo

Cópula	P-value
Normal	0.977
T	0.988
Clayton	0.716
Gumbel	0.595
Frank	0.98
Galambos	0.002488
Husler-Reiss	0.1567
T-EV	0.5945

Table 5.50: Bondad de ajuste para cópulas

que nos indica es que hay más dependencia cuando hay más generación en ambas energías, así como cuando hay poca generación.

Rho = 0.443908146221935 & df = 8395.05176828821

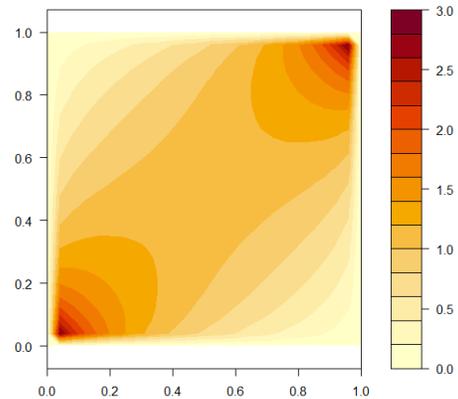
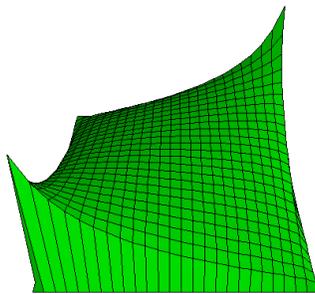


Figure 5.65: Densidad de la cópula T estimada. Figure 5.66: Diagrama de contorno para la cópula T.

Un segundo aspecto que salta a la vista es que, la cópula T tiene colas relativamente pesadas, lo que muestra la presencia de eventos extremos con mayor frecuencia que digamos, en una Normal. Una pregunta aquí es qué tan pesadas son sus colas o bien, que tan dispersos son los datos. Con una Tau de Kendall de 0.2928167 podemos ver que la asociación entre la generación solar y eólica es baja, lo cual ciertamente se confirma con el diagrama de contorno de la Figura 5.66, donde se puede ver que en las colas sí aumenta el color más no de forma considerable y, por el otro lado, se aprecia que los datos son sumamente dispersos hacia los costados de la distribución, lo cual corrobora una dependencia baja y por consecuente, corrobora el que los eventos extremos no son prevalentes.

5.5.8.3 En Suma.

La teoría de cópulas nos permitió descartar una potencial dependencia asimétrica de colas al probar algunas de las familias de cópulas que aparecen con mayor frecuencia. Asimismo, se encontró que a pesar de existir

una dependencia de cola mayor que la que en principio habría en una normal, esta dependencia es pequeña, de hecho, los datos son muy dispersos, lo que reafirma la idea de que los eventos extremos simultáneos de generación eléctrica baja, que para nuestro trabajo es considerado como intermitencia, son de hecho raros.

5.5.9 Mitigación de la Intermittencia

Como ya se mencionó en los capítulos previos, hay varios métodos para mitigar la intermitencia, que van desde el lado de la planeación del sistema eléctrico por medio de una adecuada diversificación geográfica, como de la adición de sistemas de respuesta rápida (centrales de pico), o de almacenamiento de energía. La presencia de energía eólica por sí misma no necesariamente hace el sistema inestable, de hecho, hasta lo podría hacer más estable. Sin embargo, es correcto entender que las características inherentes a un sistema con alta penetración de renovables sí es diferente a uno de generación convencional, de donde, es necesario revisar cómo se pueden explotar estas nuevas especificaciones para no mermar la estabilidad y confiabilidad del sistema.

Como se verá en la sección referente a la estimación de factores de expansión y almacenamiento, es posible que el sistema eléctrico con alta penetración de generación solar y eólica requiera refuerzos para mantener la estabilidad del sistema, esto reiterando que sí es posible en México llegar a un sistema donde abunde la generación de renovables. La manera de estimar estos refuerzos no es única y desde luego dependerá de la región geográfica así como del escenario en cuestión. Asimismo, la generación eólica y solar adicionan capacidad al sistema, sin embargo, es menester estimar cuánta de esta capacidad está históricamente disponible a lo largo de la demanda de pico.

5.6 Mitigación: Geodiversificación Mediante Optimización de Markowitz.

El siguiente apartado aborda el problema de la intermitencia mediante la diversificación de zonas geográficas del portafolio eléctrico. El objetivo central es encontrar una diversificación del portafolio eólico y solar entre las diferentes regiones de control de tal forma que, la proporción de generación de cada centro de generación esté tan dispersa que cada uno no dependa de los mismos sistemas climáticos, de esta manera, si un día no hay viento para los aerogeneradores en una zona, sí habrá en otra zona ya sea para el mismo tipo de energía, eólica, o bien para energía solar. Para lograr este objetivo, se utilizará el modelo de diversificación de portafolios financieros de Markowitz.

¿Porqué es importante una correcta diversificación geográfica? primeramente, como ya se dijo, es hacer que la generación dependa de sistemas climatológicos tan diferentes como sea posible, de tal forma que muestren una baja correlación, lo cual reduce la variabilidad y los eventos extremos (intermitencia). Al respecto, (Holttinen et al., 2016) encuentra que para los 15 países estudiados entre el 2012 y 2014, el efecto del distanciamiento geográfico es significativo e importante, de hecho, el distanciamiento ejerce un efecto de *suavizamiento* de la curva de generación horaria, reduciendo las variaciones extremas y errores de predicción. Consecuentemente, sí hay evidencia empírica mostrando resultados positivos en cuanto a la diversificación, por lo que se procede a mostrar el modelo.

5.6.1 El Modelo de Markowitz.

El modelo fue Ideado por Harry Markowitz, quien en su revolucionario trabajo, *Portfolio Selection*, (Markowitz, 1952), plantea la forma de distribuir una cantidad de recursos entre diversos activos financieros de tal forma que, las ponderaciones seleccionadas para cada activo, den como resultado ya sea el mayor rendimiento posible de todo el portafolio, o bien, se obtenga aquel de mínima variabilidad. Harry Markowitz abordó el problema de la siguiente manera⁹:

Sean

$R = [R_1, R_2, \dots, R_m]$ = Vector de retornos,

m = Activos con riesgo,

$$E(R) = \alpha = \begin{pmatrix} \alpha_1 \\ \vdots \\ \alpha_m \end{pmatrix} = \text{Retornos medios,}$$

⁹Tomado de: Peter Kempthorne, Choongbum Lee, Vasily Strela, and Jake Xia. 18.S096 "Topics in Mathematics with Applications in Finance". Fall 2013. Massachusetts Institute of Technology: MIT OpenCourseWare, Available at <https://ocw.mit.edu>. License: Creative Commons BY-NC-SA. Accessed, Apr 2020.

$\Sigma = Cov(R) =$ Matriz de varianzas y covarianzas,

$w = (w_1, w_2, \dots, w_m)$ tal que, $\sum_{i=1}^m w_i = 1$

$R_w = w'R = \sum_{i=1}^m w_i R_i = 1 =$ Retorno de Portafolio

$\alpha_w = E(R_w) = w'\alpha$

$\sigma_w^2 = var(R_w) = w'\Sigma * w$

La intención es probar con diferentes combinaciones de (α_w, σ_w^2) en dos modalidades, minimizar la variación o intentar maximizar el retorno.

Problema 1. Minimización de Riesgo

Markowitz busca resolver el siguiente problema:

Min $1/2 w'\Sigma * w$

Sujeto a, $w'\alpha = \alpha_0$ y $w'1_m = 1$

Utilizando multiplicadores de Lagrange,

$$L(w, \lambda_1, \lambda_2) = \frac{1}{2} w'\Sigma * w + \lambda_1(\alpha_0 - w'\alpha) + \lambda_2(1 - w'1_m)$$

Derivando con respecto de cada variable e igualando a 0 se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\frac{\partial L}{\partial w} = \Sigma w - \lambda_1 \alpha - \lambda_2 1_m$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_1} = \alpha_0 - w'\alpha = 0$$

$$\frac{\partial L}{\partial \lambda_2} = 1 - w'1_m = 0$$

de donde,

$$w_0 = \lambda_1 \Sigma^{-1} \alpha + \lambda_2 \Sigma^{-1} 1_m$$

por lo cual,

$$\alpha_0 = w'_0 \alpha = \lambda_1 (\alpha \Sigma^{-1} \alpha) + \lambda_2 (1'_m \Sigma^{-1} 1_m)$$

$$1 = w_0'1_m = \lambda_1(\alpha\Sigma^{-1}1_m) + \lambda_2(1_m'\Sigma^{-1}1_m)$$

El cual tiene varianza mínima igual a:

$$\sigma_0^2 = \frac{1}{(ac - b^2)}(c\alpha_0^2 - 2b\alpha_0 + a)$$

donde:

$$a = \alpha\Sigma^{-1}\alpha$$

$$b = \alpha\Sigma^{-1}1_m$$

$$c = 1_m'\Sigma^{-1}1_m$$

La segunda variante se refiere a maximizar el retorno esperado.

Problema 2. Maximización de Retorno

$$\text{Max}E(R_w) = w'\alpha \text{ s.a.}$$

$$w'\Sigma * w = \sigma_0^2$$

$$w'1_m = 1$$

En suma, se aplicará esta metodología utilizando a las áreas de control como acciones de empresas y el objetivo es encontrar las ponderaciones que mejor diversifican el portafolio de generación eléctrica por áreas de control.

5.6.2 Descripción de los Datos.

Se obtuvieron los datos de generación eléctrica horarios para todas las áreas de control las cuales son: Oriental, Peninsular, Central, Occidental, Noreste, Norte, Noroeste, Baja California, Baja California La Paz, y Baja California Mulegé, las cuales se muestran en la Figura 5.67. Nótese que en nuestro estudio se considera el Sistema Eléctrico Nacional, es decir, todas las regiones de abastecimiento a pesar de que no estén interconectadas. La razón de lo anterior es que si en alguna de las regiones no conectadas hubiera un amplio potencial de abastecimiento por renovables, entonces podría existir la factibilidad de conectarlas con el Sistema Interconectado Nacional.

Los datos a los que tuvimos acceso comienzan el 1 de Enero del 2014 y terminan el 31 de Diciembre del mismo año en una frecuencia horaria. Si bien es cierto que cada año existen fenómenos climatológicos que



Figure 5.67: Regiones de control.

Fuente: CENACE.

hacen cada año diferente, una muestra completa de un año es lo suficientemente grande como para capturar las particularidades de las estaciones del año así como otros patrones de interés, lo que hacen que a pesar de solo disponer de un año de información, esta serie es suficientemente representativa.

La base de datos abarca tanto generación eólica como solar. Naturalmente, las fuentes solares no generan durante la noche, por lo que hubo que hacer las siguientes adecuaciones con la finalidad de hacer las bases de datos comparables:

Típicamente, el modelo de Markowitz utiliza precios de cierre por día y, de hecho, no toma los valores nominales de los precios de las acciones, sino los retornos (precio actual - precio anterior). Consecuentemente, se tomaron los máximos niveles por día como los representantes de diarios para obtener una serie con 365 datos. En el mundo financiero se toma el precio de cierre como representante del día, sin embargo, si tomáramos el mismo parámetro en generación eléctrica, para el caso de la energía solar, el valor de cierre de día sería siempre de cero, pues no hay generación solar en las noches. Esta es otra de las razones por las que se optó por tomar el máximo por día. Para hacer la serie de generación solar comparable con la eólica, esta última serie también se subdividió en días para los cuales se obtuvo el máximo. Para cada tipo de energía, solar y eólica, se les aplicó el modelo de portafolio óptimo por separado.

En un tercer ejercicio, las series de máximos diarios fueron adicionadas para crear una sola serie por

región, por ejemplo, si inicialmente se tenía una serie de generación eólica de niveles máximos diarios en la región Oriental y otra serie de niveles máximos diarios para la energía solar también para la región Oriental, en este tercer ejercicio se tiene una sola serie para la región Oriental que es el resultado de sumar la generación máxima de eólica y solar. A esta serie por regiones se le aplicó el modelo de portafolio óptimo. Un último ejercicio consiste en considerar una serie en donde, para cada región, se adicionaron la generación solar y la eólica pero a diferencia del último ejercicio, aquí se toma la serie completa, es decir, la serie consta de las 8760 horas del año.

La razón por la que se optó por hacer los cuatro ejercicios por separado radica en que se debe de considerar cada fuente generadora de forma independiente, de tal forma que, si se tomara toda la generación renovable de forma agregada podrían existir algunas fuentes que no generan lo suficiente para ser redituables. En contraste, tomando por separado las fuentes, se puede detectar cuáles son las mejores y peores regiones para cada fuente y con esa información, se puede tener una mejor idea y juicio para entender lo que ocurre en los últimos dos ejercicios.

5.6.3 Portafolio para Generación Solar.

Como ya se mencionó, la serie consta de máximos por día para todo el año, es decir, 365 datos. Para el año en cuestión, (Secretaría de Energía, 2014b) establece que de los 65,452 MW generados, solamente 56 corresponden a generación solar y 2036 a eólica. Consecuentemente, con la finalidad de hacer las series comparables, se tuvo que expandir la generación solar. Cabe mencionar que se eliminó la columna de Mulegé dado que en esa región no hay generación solar.

Comenzando por la parte descriptiva, mostraremos la correlación entre las zonas de interés. Con la finalidad de hacer el trabajo más ameno al lector, la correlación se muestra a través de figuras, y si se desea ver la tabla de correlación, esta se encuentra en el respectivo apéndice.

La figura 5.69 permite apreciar primeramente que salvo con las regiones norte y noroeste, la correlación es casi nula con el resto de las regiones interconectadas respecto de las dos regiones no conectadas de La Paz y Baja California. Por otro lado, existe relación entre las regiones del norte y algunas de las zonas del sur. En particular llama la atención la relación entre la zona Norte y las zonas Peninsular y Oriental, las cuales están muy alejadas entre sí. Por otro lado, también se puede apreciar la fuerte asociación de la zona Occidental-Noreste-Central, lo cual es natural dado que son zonas contiguas. Por último, otro bloque parece ser constituido por las regiones Norte-Noroeste-LaPaz.

Por último, el *Heatmap* muestra en colores las asociaciones más grandes. Lo primero a notar son los dia-

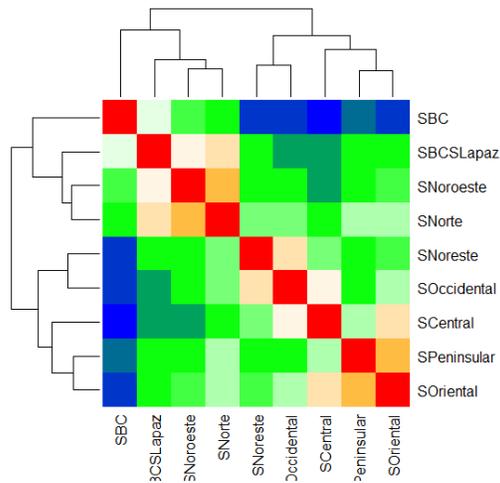


Figure 5.68: Heatmap.

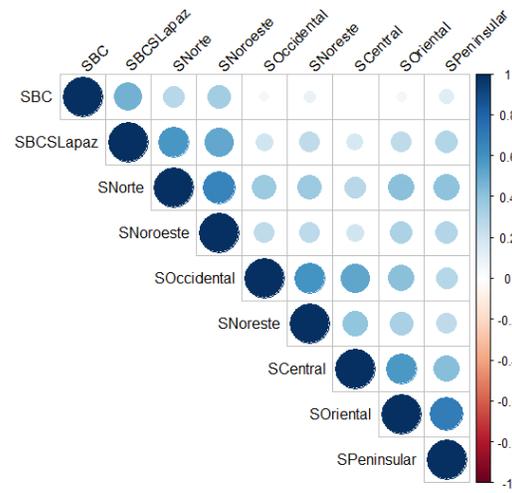


Figure 5.69: Gráfico de Correlación.

gramas en la parte externa a manera de dendrograma. En estos términos, la generación solar se puede dividir en dos bloques: el primero con las zonas Peninsular, Oriental, Central, Occidental y Noreste, y otro bloque con las regiones de Baja California, Noroeste y Norte, es decir, es como si se dividiera al país de forma diagonal entre zonas norte central y noroeste contra el resto del país (la parte de abajo de la diagonal divisoria).

En un segundo nivel aparecen las regiones Central-Peninsular-Oriental, en otro bloque la Noreste-Occidental y las regiones antes mencionadas, Norte-Noroeste-LaPaz, BC. Este diagrama es muy útil para establecer los bloques de generación, los cuales, tal vez no son tan claros en los otros diagramas.

El gráfico de Histogramas y Dispersión 5.70 muestra algunas cuestiones de interés. Primero, Casi todos los histogramas no son simétricos, sino que están sesgados hacia la derecha, lo cual podría ser un indicativo de dependencia de colas. Por otro lado, el grueso de las correlaciones que señalamos en la figura ?? son significativas ¹⁰

Comenzamos ahora con la optimización de Markowitz. El primer Portafolio a estimar es el de mínima varianza. Las restricciones impuestas son *Full-Investment* con mínimo por activo de 0 y máximo de 0.2 por activo. Lo anterior se puede mostrar de forma más amigable en un gráfico de barras. Nótese que este portafolio esta relativamente bien distribuido en tanto son pocas las zonas donde se invierte poco.

Continuemos con el portafolio de retorno máximo. Los resultados para este portafolio muestran que la generación esta fuertemente marcada en pocas regiones, lo cual, posiblemente maximiza la generación cuando hay cielos despejados, con la desventaja de tener caídas de generación marcadas en los periodos de

¹⁰denotado por las estrellas en la parte superior del coeficiente de correlación

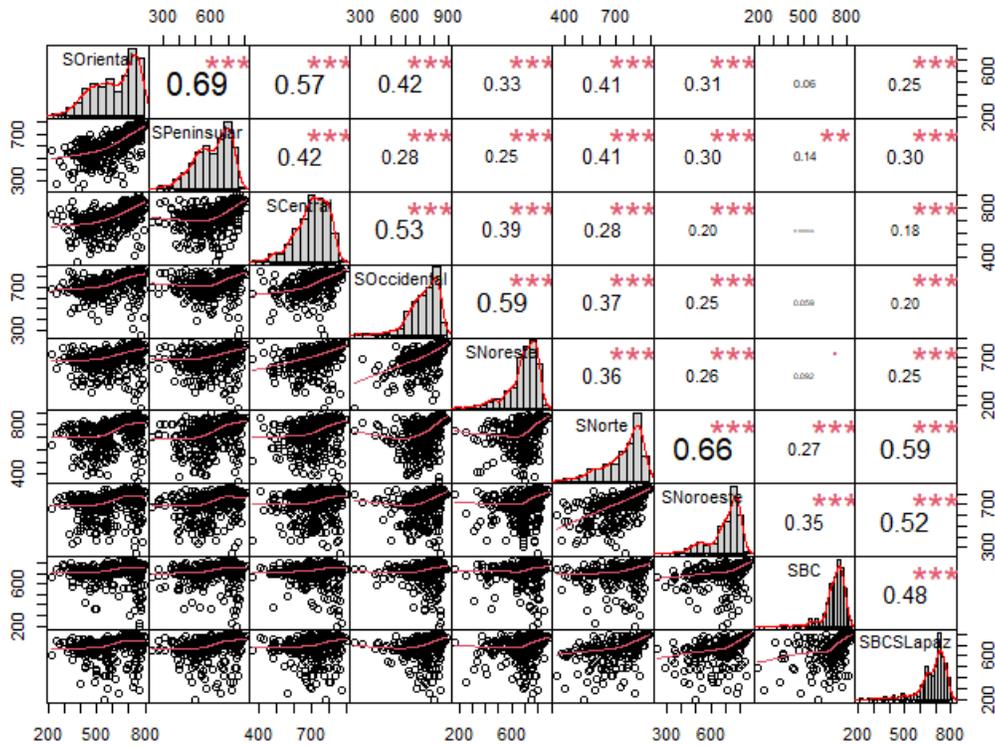


Figure 5.70: Histogramas y Dispersión.
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

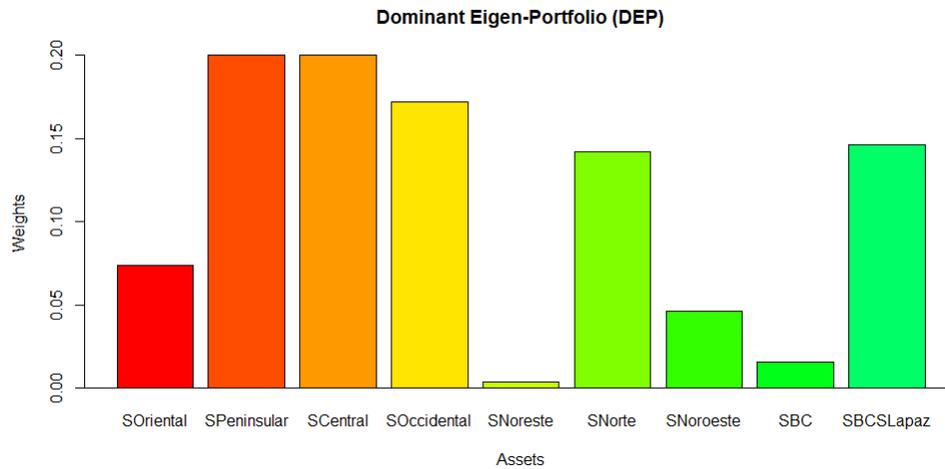


Figure 5.71: Minimum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

días nublados.

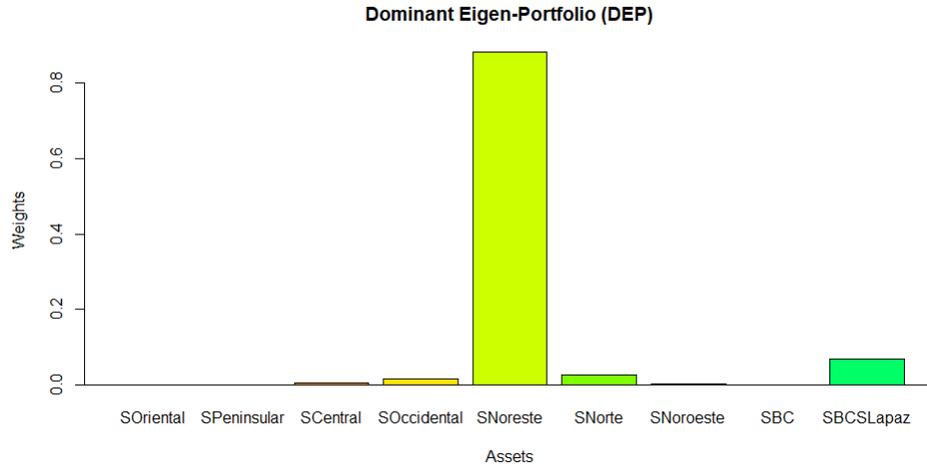


Figure 5.72: Maximum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

Dada la mala diversificación del portafolio anterior, tenemos que recurrir a restringir los pesos, permitiendo invertir un máximo de 45% en cada activo (zona geográfica). En este portafolio, la generación está fuertemente marcada en pocas regiones, lo cual, posiblemente maximiza la generación cuando hay cielos despejados, con la desventaja de tener caídas de generación marcadas en los periodos de días nublados.

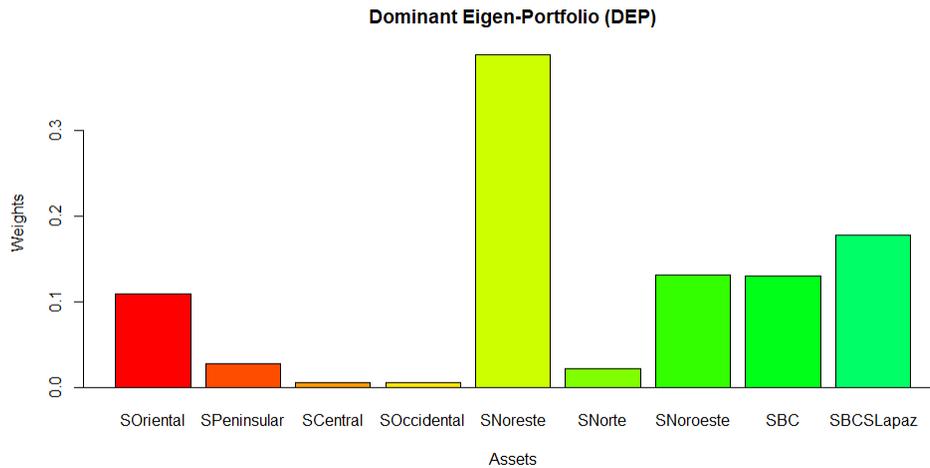


Figure 5.73: Maximum 2 Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra una tabla con los resultados de las ponderaciones para cada portafolio.

A continuación se muestra la generación total de energía solar contra la generación ponderada con los

Zona	SOriental	SPeninsular	SCentral	SOccidental	SNoreste	SNorte	SNoroeste	SBC	Lapaz
Min	0.074	0.200	0.200	0.172	0.004	0.142	0.046	0.016	0.146
Max	0.000	0.000	0.006	0.016	0.882	0.026	0.002	0.000	0.068
Max2	0.110	0.028	0.006	0.006	0.388	0.022	0.132	0.130	0.178

Table 5.51: Ponderaciones de portafolios.

pesos obtenidos anteriormente. Con la finalidad de que la figura se pueda apreciar más fácilmente, primero se muestra la figura para los primeros 30 días del año. En la figura 5.74 se puede ver que la generación del portafolio máximo cae mucho en momentos de baja generación pero no sube tanto en momentos de disponibilidad solar, por lo que no se recomendaría este portafolio.

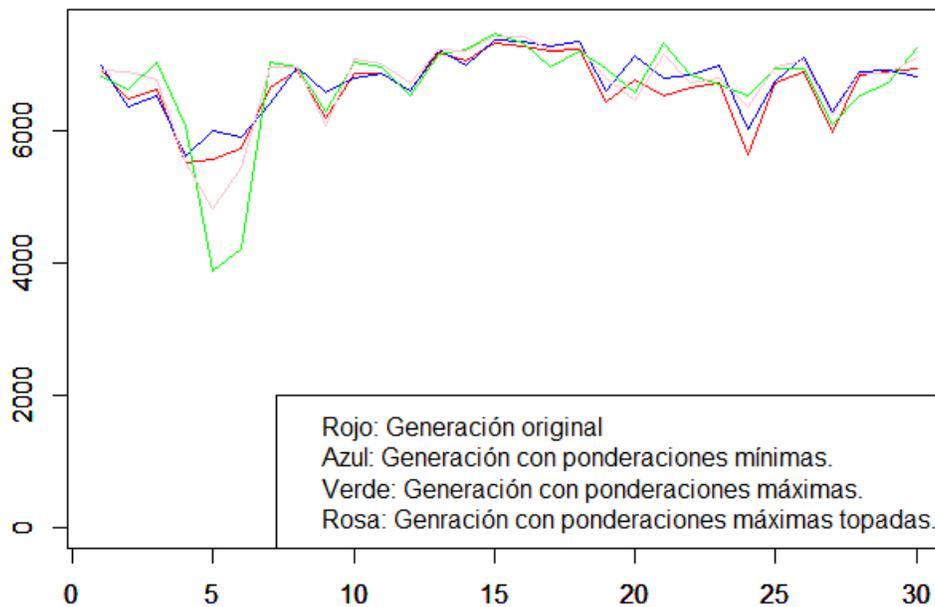


Figure 5.74: Generación de los primeros 30 días del año.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.

Sin embargo, de la figura 5.75 se puede ver que los otros dos portafolios tienen más sentido en términos de confiabilidad, particularmente, el portafolio de mínima varianza suele mantenerse por arriba del original, lo que refuerza la idea de que esta podría ser una mejor elección cuando lo que se busca es continuidad de generación.

Como se pudo ver, a pesar de que existe cierta correlación con zonas de generación eólica, sí existen zonas con relativa independencia, es decir, que la nubosidad de sistemas climáticos en una región no afectan otras

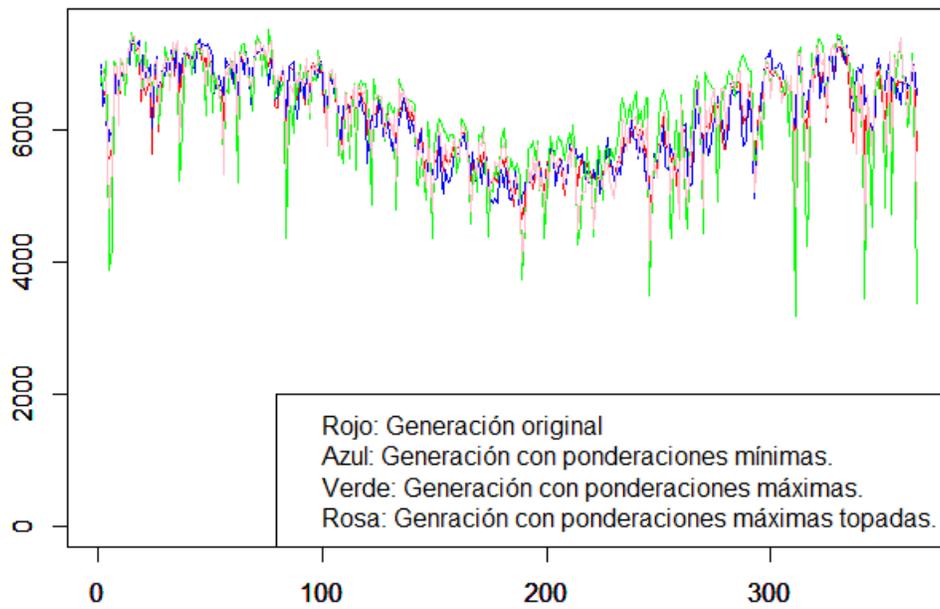


Figure 5.75: Generación total.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.
Datos Negados.

regiones. En parte esto se debe a la enorme extensión geográfica del país. Lo anterior hace factible que la diversificación geográfica con teoría de portafolio tenga sentido y permita reducir la intermitencia.

5.6.4 Portafolio para Generación Eólica.

Las fuentes de generación eólica muestran los siguientes bloques en términos de asociación. De acuerdo con el gráfico de correlación 5.77 la región Norte está asociada con todas las regiones. La región Noroeste está asociada con las regiones nortteñas de Baja California, y Mulegé así como con las regiones Central y Occidental, es decir, el bloque Occidental (central y Norte) forman un solo bloque. Por otro lado, existe una relación relativamente endeble entre el resto de las zonas consideradas.

En cuanto al *heatmap* de la 5.76 el dendrograma ayuda a reconocer las zonas de asociación. Primero, en una escala sinóptica, las regiones más grandes encontradas son una constituida por la zona Noreste, Peninsular, Central y Occidental. Una segunda zona la constituyen las regiones Noroeste, Norte y la zona de Baja California. En cierto sentido, la correlación de estas zonas es similar a la encontrada con la energía eólica.

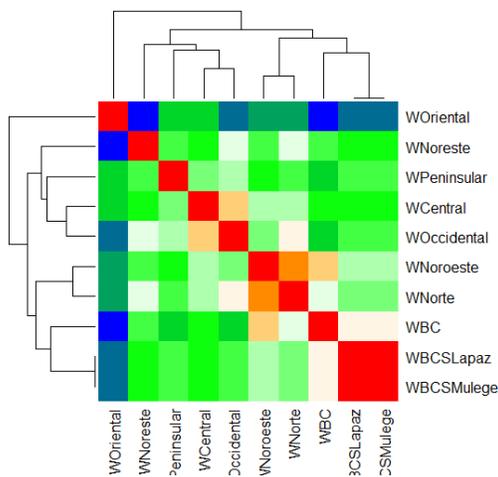


Figure 5.76: heatmapWind

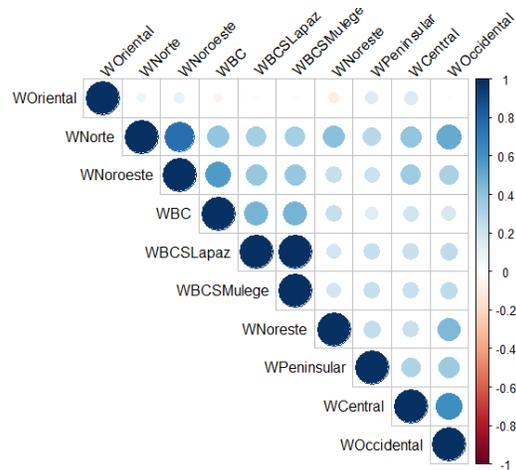


Figure 5.77: Gráfico de Correlación.

El diagrama de histogramas y dispersión de la Figura 5.78 muestra que al contrario que la energía solar, la dependencia de colas parece estar en el lado izquierdo. Los diagramas de dispersión raramente muestran una relación lineal. Cabe mencionar que todas las correlaciones son significativas, lo que da cierto grado de robustez a las conclusiones que se puedan derivar de esta información.

Continuamos ahora con los resultados de la optimización de portafolios. Para el caso de mínima varianza y con la finalidad de obtener una diversificación amplia, se restringió a 0.18 la proporción máxima de inversión. El resultado, mostrado en la figura 5.79 es una fuerte inversión en las regiones del norte, así como en la occidental y central, dejando la región Peninsular y de Baja California con las menores porciones. Esto es

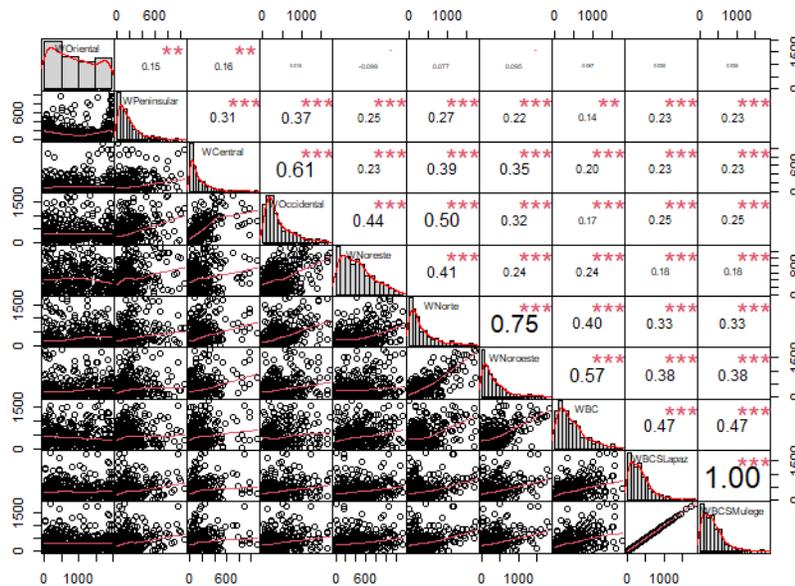


Figure 5.78: Histogramas y Dispersión.
 Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

un poco extraño, ya que actualmente hay muchos proyectos eólicos en la región peninsular, sin embargo, no se debe de olvidar que lo que busca este portafolio es aquel de mínima varaianza, por lo que si una región tiene mucha variabilidad, a pesar de tener mucha disponibilidad de generación eólica, el algoritmo no invertirá ahí. En cuyo caso, si se desea explotar la alta disponibilidad de viento en una región, se tendría que recurrir al portafolio de máximo retorno imponiendo restricciones a las ponderaciones que se asignan para cada activo.

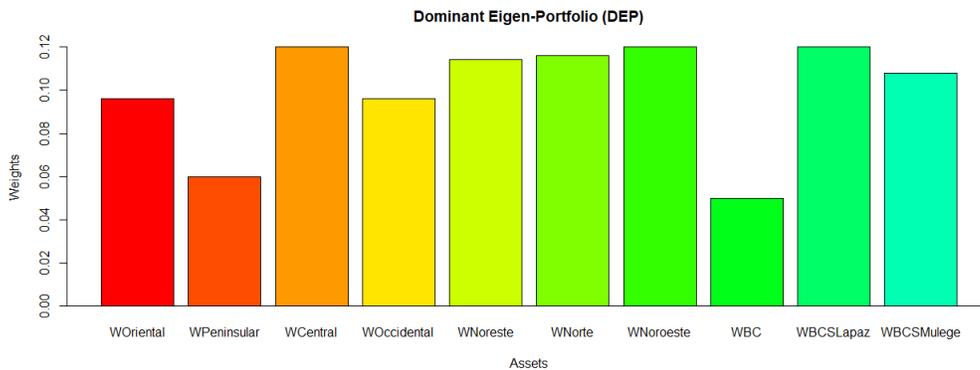


Figure 5.79: Minimum Dominant Eigen-Portfolio.
 Fuente: Elaboración propia.

Ahora se considera la optimización de máximo retorno. Para esta corrida, se seleccionó un límite superior de 0.45 para cada activo. Como era de esperarse, el algoritmo invierte fuertemente en las regiones Peninsular y de Baja California, donde es bien sabido de la gran velocidad y continuidad de los vientos.

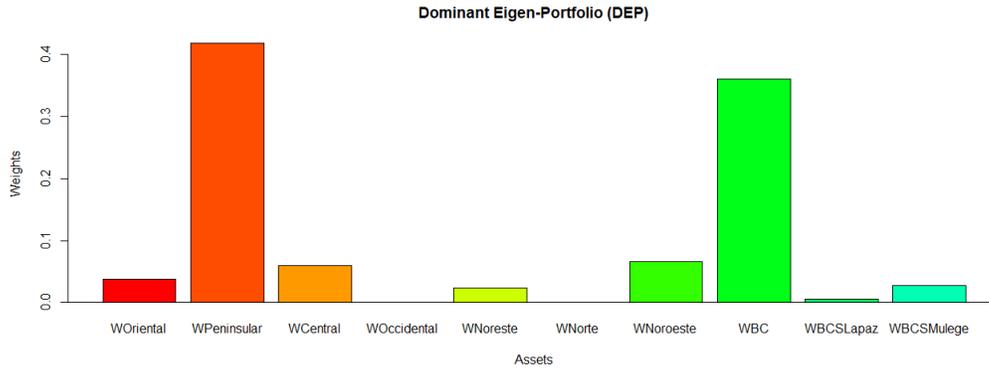


Figure 5.80: Maximum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación, se muestra una tabla con los resultados de las ponderaciones para cada portafolio.

Zona	Oriental	Peninsular	Central	Occidental	Noreste	Norte	Noroeste	BC	La Paz	Mulegé
Min	0.096	0.060	0.120	0.096	0.114	0.116	0.120	0.050	0.120	0.108
Max	0.038	0.418	0.060	0.000	0.024	0.000	0.066	0.360	0.006	0.028

Table 5.52: Ponderaciones de portafolios.

La figura 5.81 muestra los primeros 30 días del año con los datos originales así como con las ponderaciones obtenidas. Como era de anticiparse, el portafolio de mínima varianza usualmente permanece arriba del original, con lo que intenta mantener la continuidad de generación a toda costa. En contraste, el portafolio de máximo retorno intenta maximizar los picos de generación, el costo está dado en las caídas de generación, pues es en estos segmentos donde este portafolio muestra pérdidas pronunciadas. Por último se muestra la gráfica La figura 5.82 que muestra las mismas series para todo el periodo de estudio.

La diversificación del portafolio eólico parece dar resultados positivos. Veámos que ocurre cuando ponemos las dos series en un mismo portafolio, que es como ocurriría en la realidad.

5.6.5 Portafolio para Ambas Fuentes Generadoras.

La razón para incluir las dos fuentes en un mismo bloque de optimización, se debe a que los ponderadores no serán los mismos cuando se considera todo el conjunto de generación. Recuerde el lector que en esta serie de datos, se sigue considerando el máximo por día por región.

La Figura de Correlación 5.83 muestra 4 bloques, algunos de los cuales mantienen mezclas de generación solar y eólica. Por un lado, está la región solar occidental, Noreste, Central, Oriental y Peninsular la cual incluye también la generación eólica de la región Central. En un segundo bloque está el área oeste que abarca

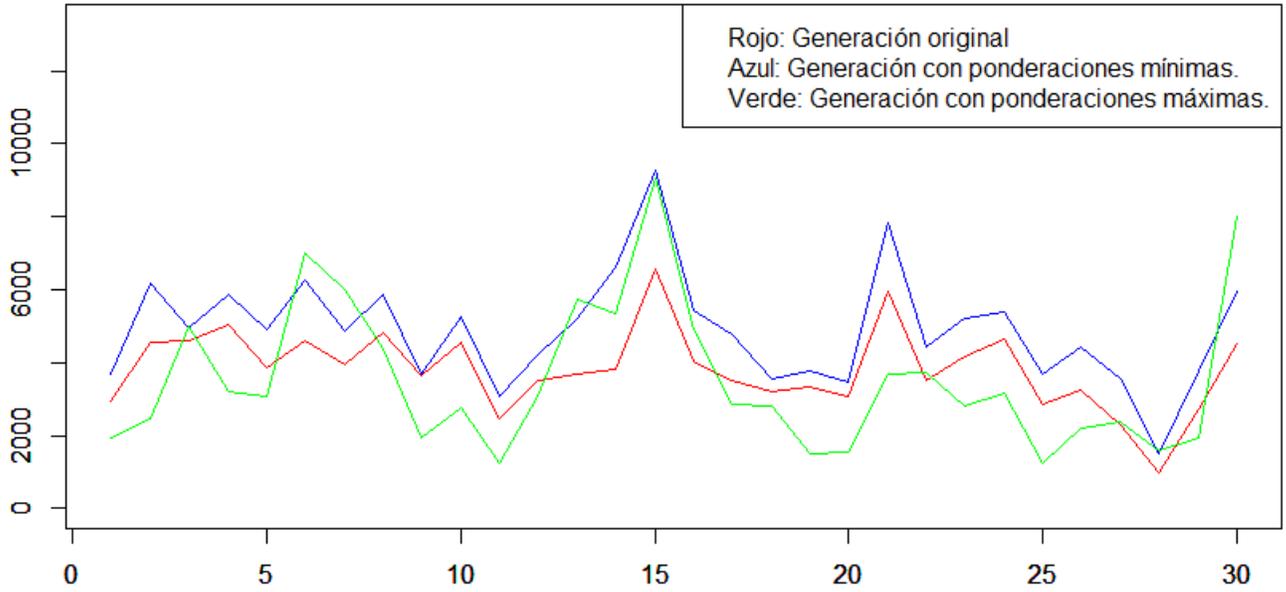


Figure 5.81: Generación de los primeros 30 días del año.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.

las regiones de generación solar de Baja California, La Paz, Norte y Noroeste. En un tercer bloque esta constituido principalmente por regiones de generación eólica. Lo interesante de este, es que la región Norte esté asociada con casi todas las otras regiones, salvo con la Oriental. En este bloque se incluyen también la regiones Noroeste, Baja California y La Paz. Por último, un bloque pequeño lo constituye la región eólica Peninsular, Central y Occidental.

Como ya se ha visto, una forma de confirmar los bloques antes mencionados es mediante el dendrograma del *heatmap* de la Figura, 5.84. La figura en cuestión muestra un primer bloque de generación solar constituido por la región Occidental, Noreste, Oriental, Central, Peninsular y Oriental; asimismo, este bloque incluye la generación eólica Oriental. En un segundo bloque aparecen las regiones de generación solar de Baja California, La Paz, Noroeste y Norte. El tercer bloque incluye a la generación eólica de Baja California, La Paz y Mulegé. El último bloque se refiere a la generación eólica de Noroeste, Norte, Noreste, Peninsular, Central y Occidental.

El gráfico de histogramas y dispersión muestra que, en conjunto, se tiene una dependencia asimétrica de colas, en algunas de cola izquierda y en otras de derecha. El grueso de las correlaciones son estadísticamente significativas. El tipo de asociación varía drásticamente entre tipos de fuente de generación y la región en

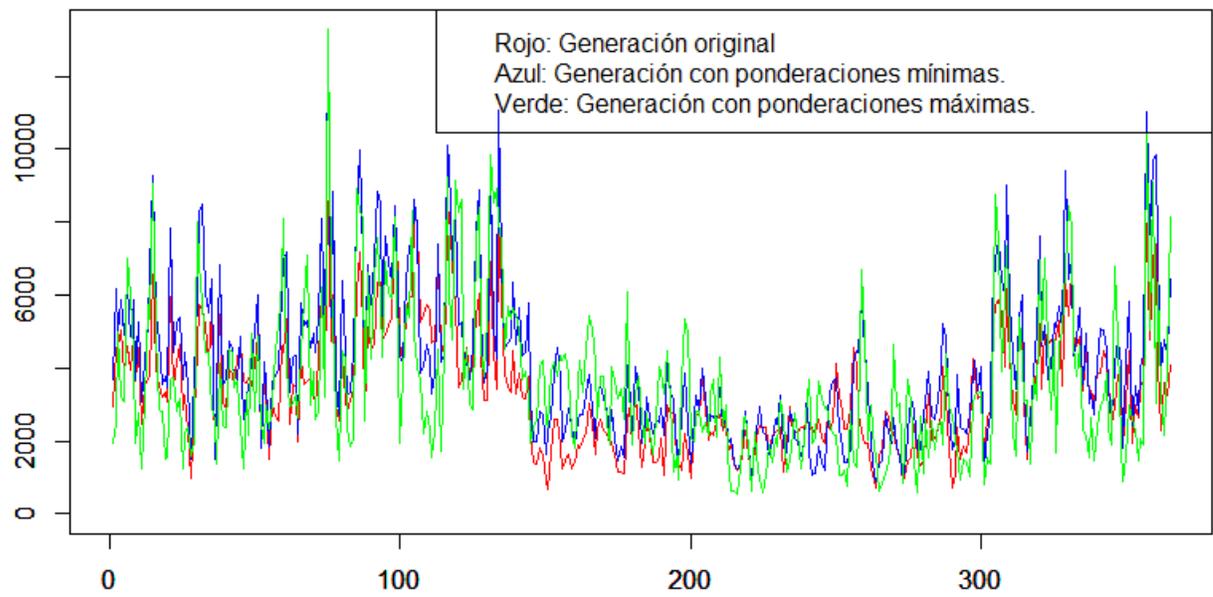


Figure 5.82: Generación total.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.
Datos negados.

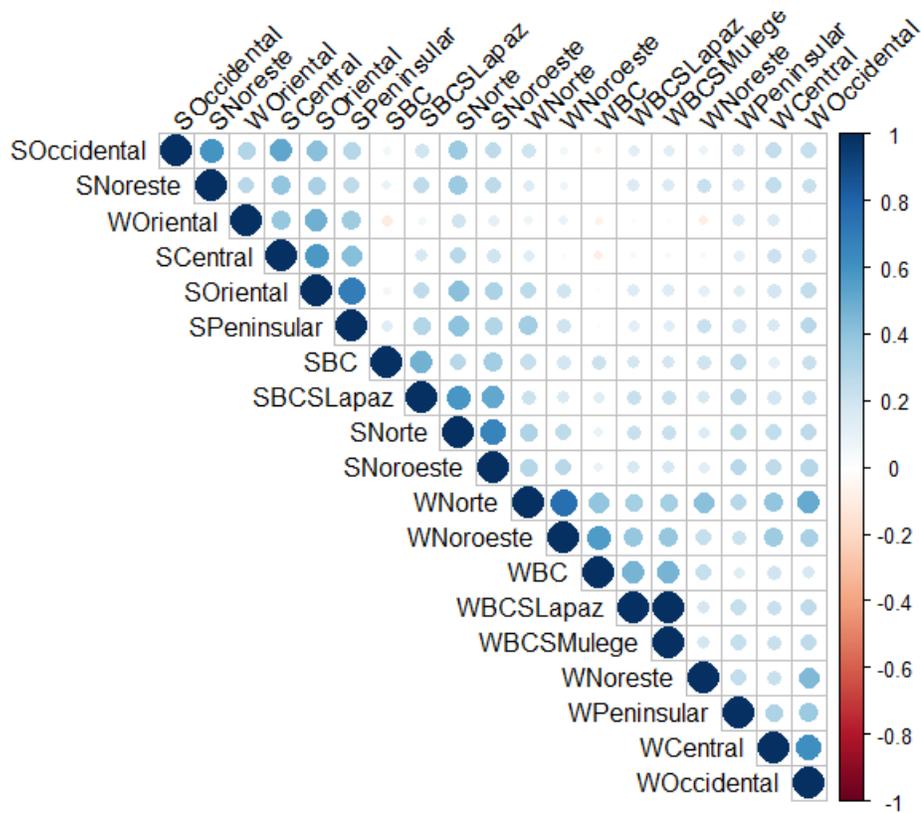


Figure 5.83: Figura de Correlación.
 Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

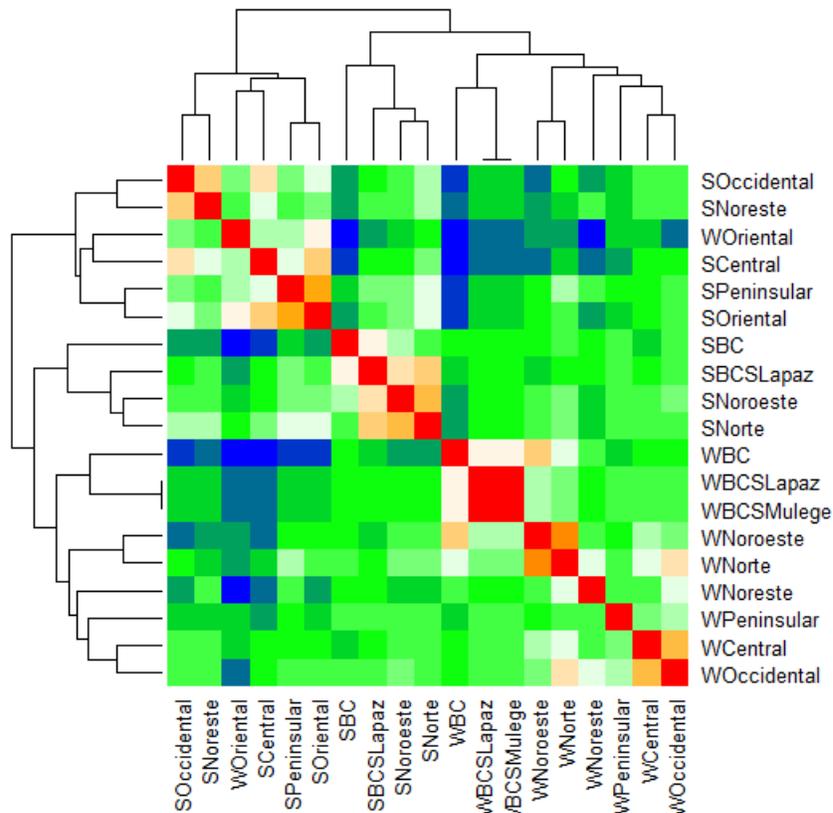


Figure 5.84: Heatmap.
 Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

cuestión, en algunos casos, como en aquellos donde la energía generada proviene de una sola fuente, como únicamente solar o únicamente eólica, la asociación tiende a ser lineal y ascendente. En contraste, en las regiones mixtas. La asociación tiende a tener sesgos a valores grandes.

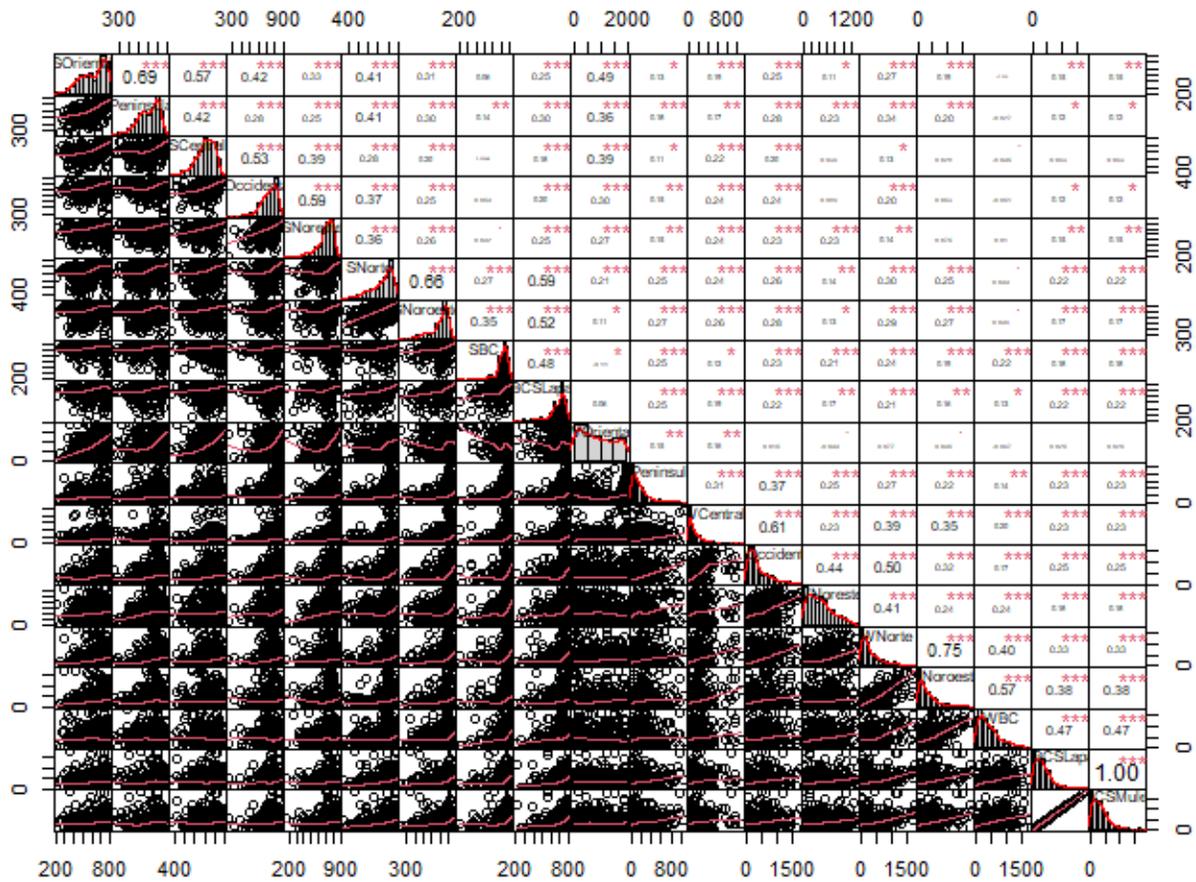


Figure 5.85: Histogramas y Dispersión.
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

En principio, lo que nos dicen los gráficos de correlación es que la generación eólica y solar son relativamente independientes ya que existe un bloque grande de solar y otro grande de eólica, así como otros dos con fuentes mixtas. Consecuentemente, tiene sentido continuar con la diversificación basada en teoría de portafolio.

El primer portafolio a estimar es el de mínima varianza. Como en los casos anteriores y con la intención de lograr una mejor diversificación, se topó el máximo a asignar a cada activo financiero (región) a 0.12. La figura 5.86 muestra una diversificación sana entre todas las regiones de control, sean de fuentes solares o eólicas, aunque cabe mencionar que asigna una porción importante a la solar, sobre todo a la región Noroeste y La Paz, dado lo estable de su generación.

Continuemos con el portafolio de retorno máximo. Aquí el algoritmo apuesta fuertemente por la gen-

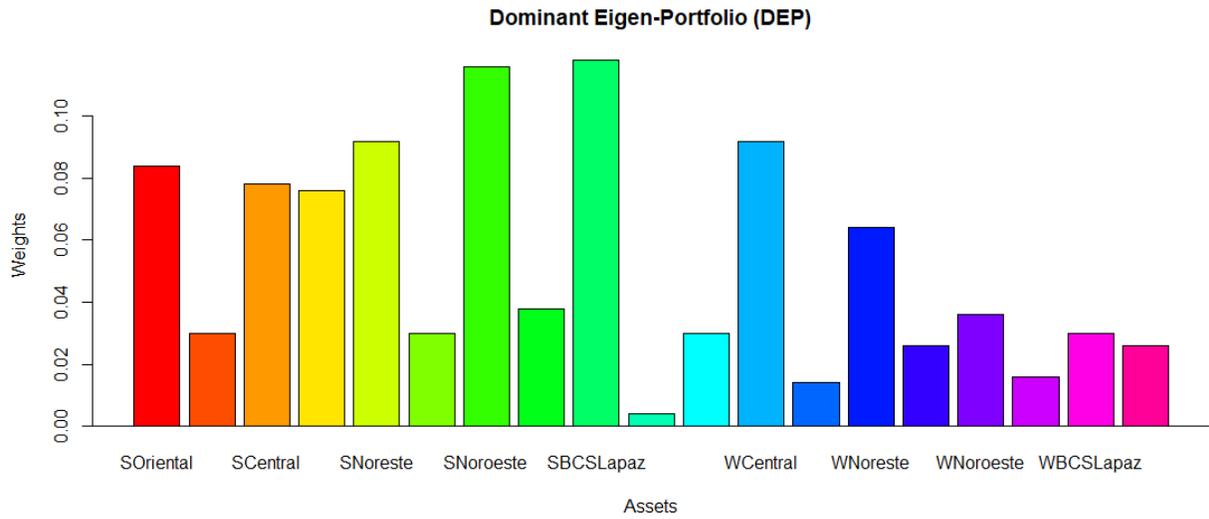


Figure 5.86: Minimum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

eración eólica, aunque es posible que estos resultados estén sesgados por la alta fluctuación que tiene esta fuente de generación. Ciertamente necesitaríamos un portafolio más equilibrado dado que existe mucha más disponibilidad de generación solar que eólica, como se mostró en el Capítulo 2.

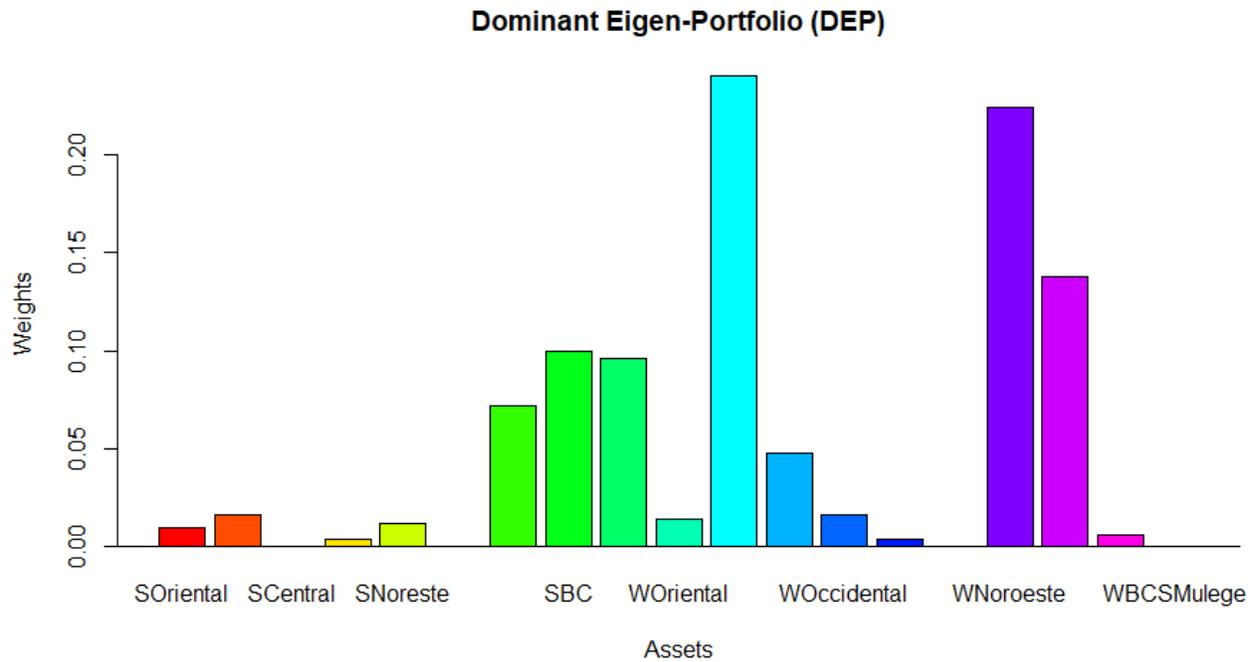


Figure 5.87: Maximum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

La tabla 5.53 resume los resultados de ambos portafolios, donde, la S antes del Min o Max, denota

generación solar y la W denota generación eólica.

Zona	Oriental	Peninsular	Central	Occidental	Noreste	Norte	Noroeste	BC	Lapaz	Mulegé
SMin	0.084	0.030	0.078	0.076	0.092	0.030	0.116	0.038	0.118	0
SMax	0.010	0.016	0.000	0.004	0.012	0.000	0.072	0.100	0.096	0
WMin	0.004	0.030	0.092	0.014	0.064	0.026	0.036	0.016	0.030	0.026
WMax	0.014	0.240	0.048	0.016	0.004	0.000	0.224	0.138	0.006	0.000

Table 5.53: Ponderaciones de portafolios.

A continuación se muestra la generación total de energía solar contra la generación ponderada con los pesos obtenidos anteriormente. Como se puede apreciar, al menos en un periodo referente a los primeros 30 días se puede ver que el portafolio de mínima varianza no se aleja mucho del original, en tanto los resultados para el de máximo retorno no son tan considerables pues, en los periodos de alta generación no se obtiene mucha más electricidad que en el resto y sin embargo, en los periodos de poca generación esta sí cae substancialmente.

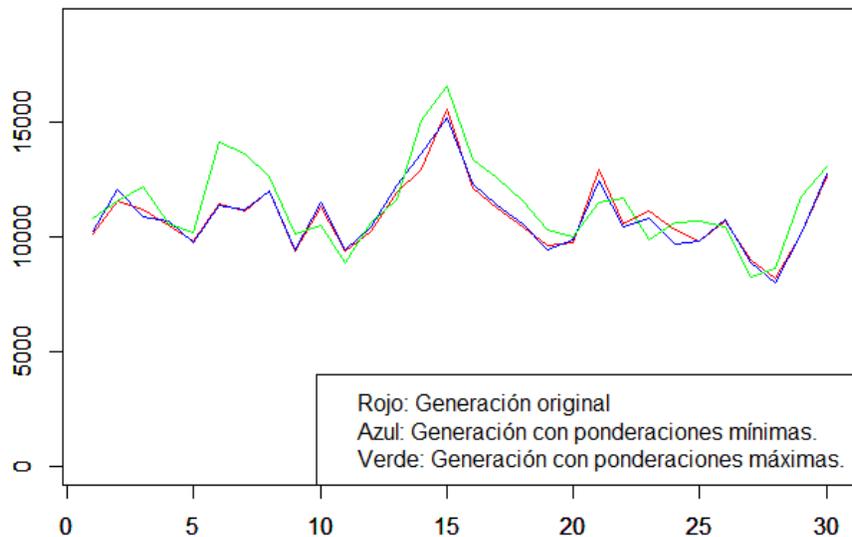


Figure 5.88: Generación de los primeros 30 días del año.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.

Lo anterior no necesariamente es cierto para el periodo completo, la Figura 5.89 muestra que en este caso, en los periodos de alta generación, este portafolio si generó considerablemente más que el resto. De tal forma que, si este portafolio se acompaña con sistemas de almacenamiento, este exceso de energía se podría aprovechar en el futuro.

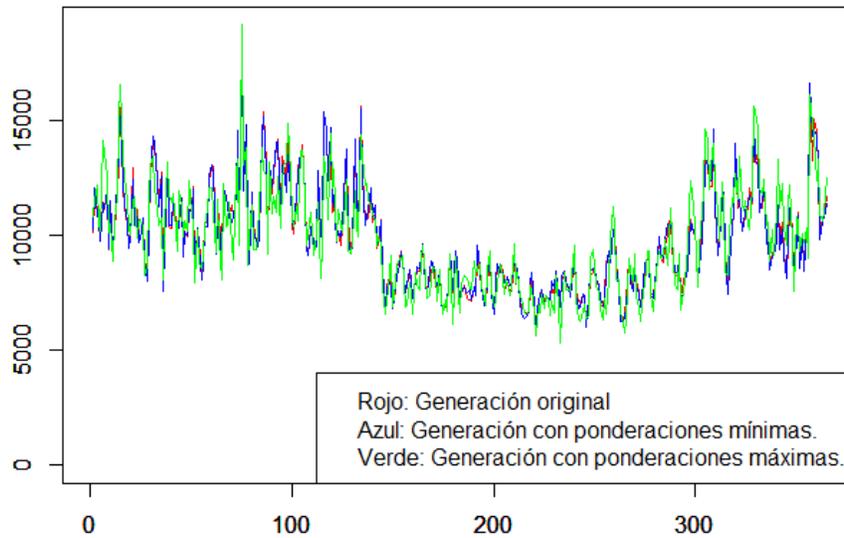


Figure 5.89: Generación total.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en días.
Datos Negados.

5.6.6 Portafolio a Horario Completo.

Por último, se realizarán los modelos con el horario completo de la base de datos, es decir, se incluirán las 8760 horas del año a pesar de que existan espacios (durante la noche) donde la energía solar claramente no puede generar. Sin embargo, este ejercicio representa la aproximación más completa y más realista del problema de diversificación.

El primer aspecto a notar de la Figura 5.90 es lo independientes que son las fuentes de generación, a pesar de que entre cada fuente sí exista dependencia entre sus regiones de generación. Particularmente, para la energía solar todas las zonas de generación son altamente dependientes, de donde podría inferirse que incluso periodos de nubosidad no tienen importantes efectos en la generación solar. Adicionalmente, nótese que existe correlación negativa entre zonas de generación eólica contra solar para algunas regiones, como por ejemplo, casi todo el renglón de viento Occidental contra solar o casi todo el renglón de viento Noroeste contra el resto de las regiones solares.

La Figura 5.91 muestra los distintos bloques de asociación. Para la energía eólica existen 4 bloques, el primero es el de la región Oriental y Peninsular. El segundo es el de las regiones Noreste, Occidental y Central. El tercero es el de la región Noroeste y Norte. El cuarto es de las regiones de Baja California, La

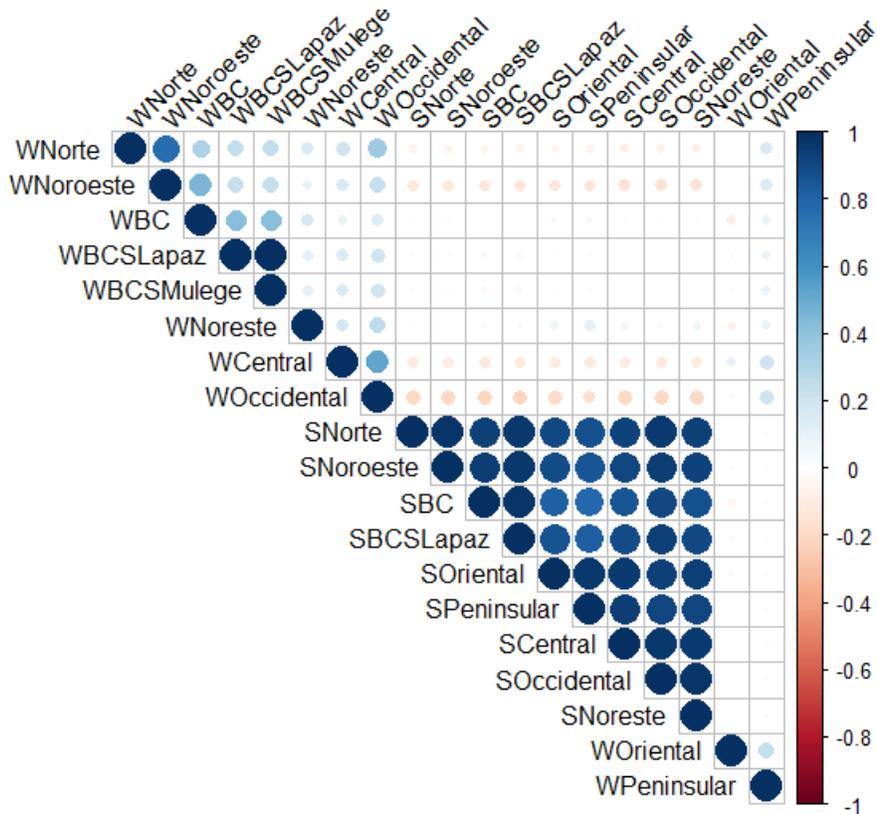


Figure 5.90: Figura de Correlación.
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

Paz y Mulegé. Es decir, la generación eólica está dividida en bloques contiguos relativamente bien separados.

En cuanto a la energía solar, los bloques son muy similares a los de energía eólica, estos son: Baja California y La Paz. Bloque 2 conformado por región Noroeste y Norte. Bloque 3 conformado por la región Peninsular y Oriental. El bloque 4 son los restantes, región Central, Noreste y Occidental. El hecho de que las correlaciones entre las dos diferentes fuentes de generación sean bajas y el hecho de que existan correlaciones negativas entre algunas de las regiones provenientes de fuentes de generación diferente nos hace pensar que es posible diversificar correctamente mediante una mezcla adecuada.

Es un poco sorprendente revisar lo bien comportadas que son las asociaciones entre las regiones exclusivamente eólicas o las de generación solar, pues la asociación es muy cercana a la lineal y sobre todo en la generación eólica, esta es marcadamente ascendente. Para el caso de las asociaciones mixtas (solar vs. viento) son igualmente muy homogéneas, casi todas son lineales y casi todas son planas, lo que corrobora la falta de dependencia entre una y otra, lo que a su vez abre la posibilidad a una correcta diversificación.

Comenzando entonces con la diversificación de portafolio de varianza mínima, la 5.93 muestra una diversificación muy sana y tendiente hacia la generación solar, lo cual es un resultado ampliamente bienvenido dada la enorme disponibilidad de esta fuente de generación. Por otro lado, el portafolio de máximo retorno

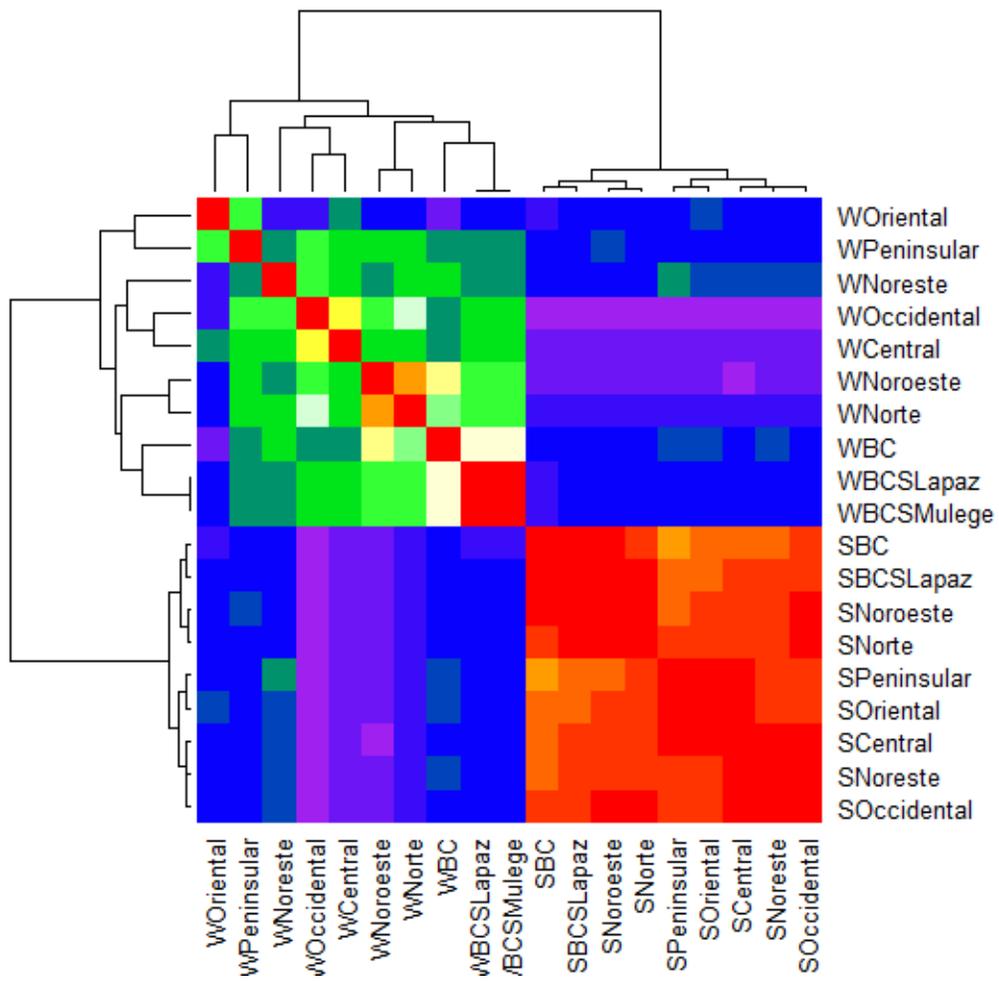


Figure 5.91: Heatmap Solar.

Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

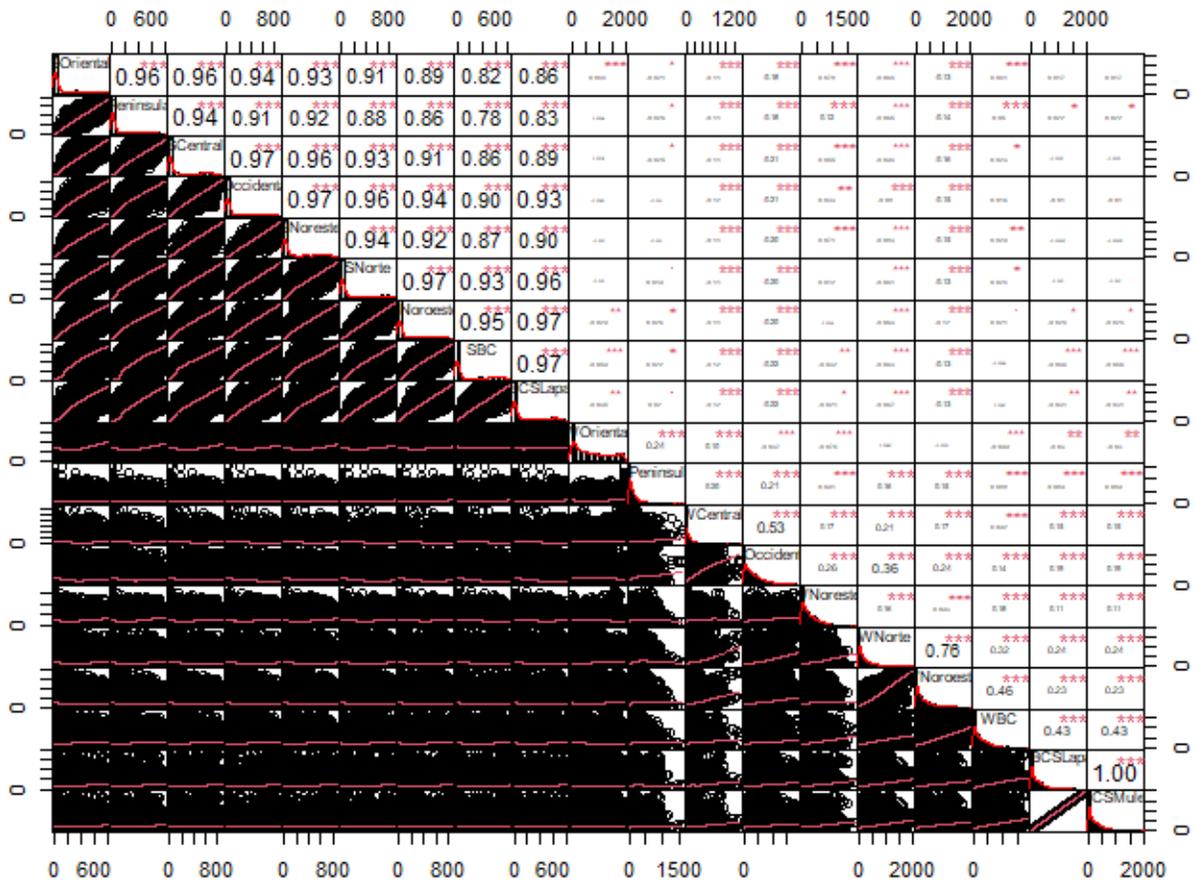


Figure 5.92: Histogramas y Dispersión.
Fuente: Elaboración propia con datos de CENACE y SENER.

de la Figura 5.94, dado que busca las zonas de mayores cambios, apuesta fuertemente por la generación eólica.

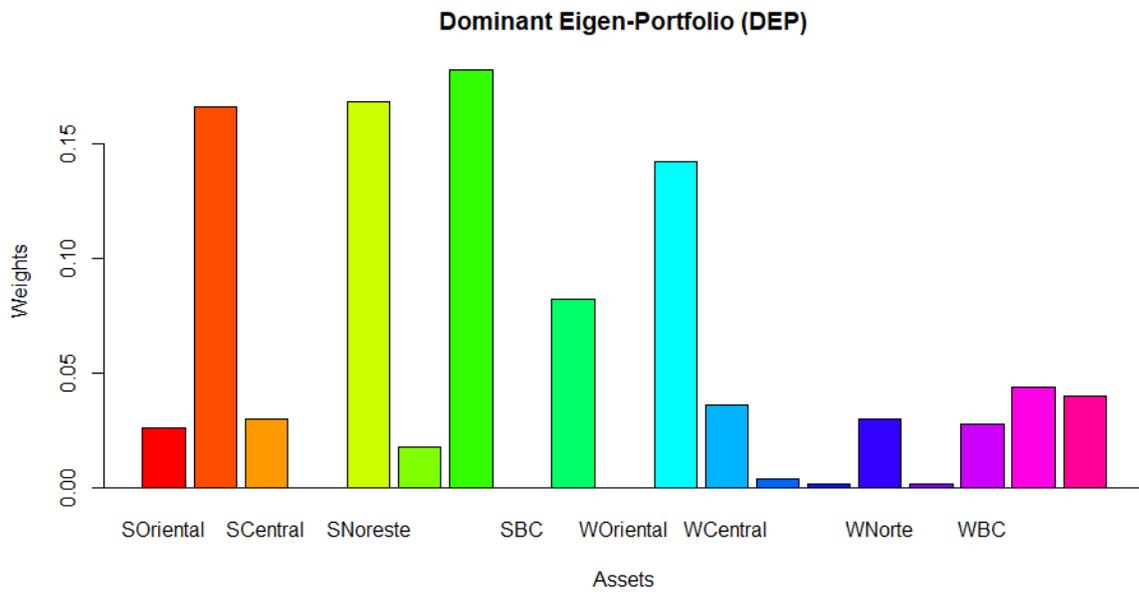


Figure 5.93: Minimum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

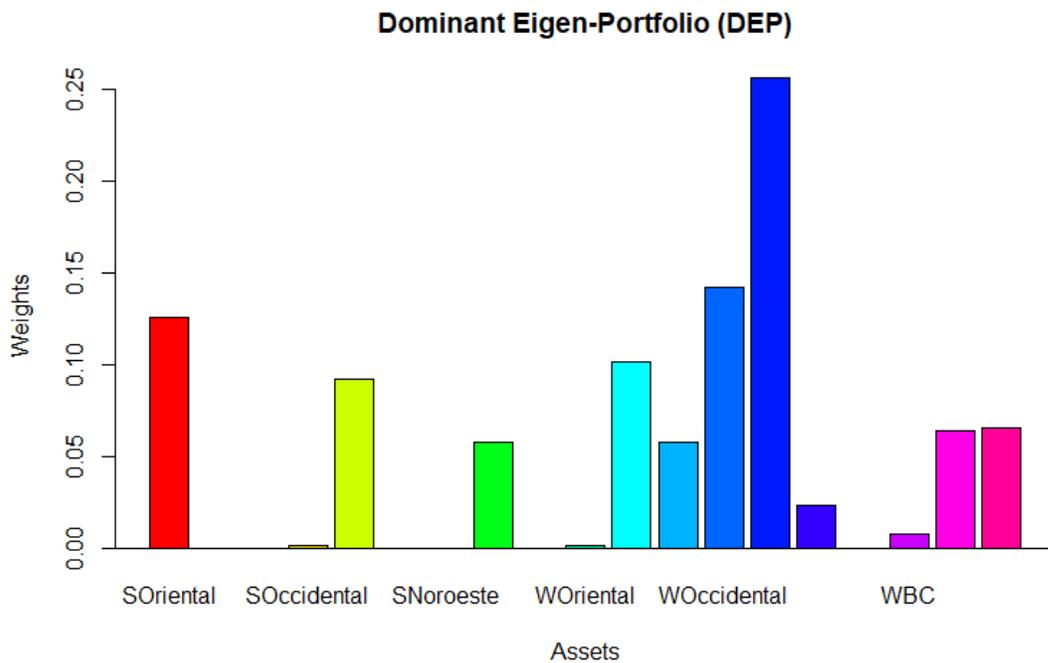


Figure 5.94: Maximum Dominant Eigen-Portfolio.
Fuente: Elaboración propia.

A continuación se muestra una tabla con los resultados de las ponderaciones para cada portafolio.

Zona	Oriental	Peninsular	Central	Occidental	Noreste	Norte	Noroeste	BC	Lapaz	Mulegé
SMin	0.026	0.166	0.030	0.000	0.168	0.018	0.182	0.000	0.082	0
SMax	0.126	0.000	0.000	0.002	0.092	0.000	0.000	0.058	0.000	0
WMin	0.000	0.142	0.036	0.004	0.002	0.030	0.002	0.028	0.044	0.040
WMax	0.002	0.102	0.058	0.142	0.256	0.024	0.000	0.008	0.064	0.066

Table 5.54: Ponderaciones de portafolios.

A continuación se muestra la generación total de energía solar contra la generación ponderada con los pesos obtenidos anteriormente. Con la finalidad de que la figura se pueda apreciar más fácilmente, primero se muestra la figura para los primeros 30 días del año.

En la figura 5.95 se puede apreciar las ventajas y desventajas ya antes mencionadas de cada tipo de portafolio: el portafolio de mínima varianza tiende a ser conservador en tanto el de retorno máximo suele generar más en periodos ascendentes, ocurre que en algunos periodos donde la generación es baja, esta cae considerablemente más que en el resto, aunque esta última afirmación debe de tomarse con cautela pues esta misma Figura junto con la Figura 5.96 muestran que no necesariamente la generación cae demasiado en los periodos de descenso en el portafolio de máximo retorno, de hecho, en muchas ocasiones la generación cayó menos que en el portafolio de mínima varianza.

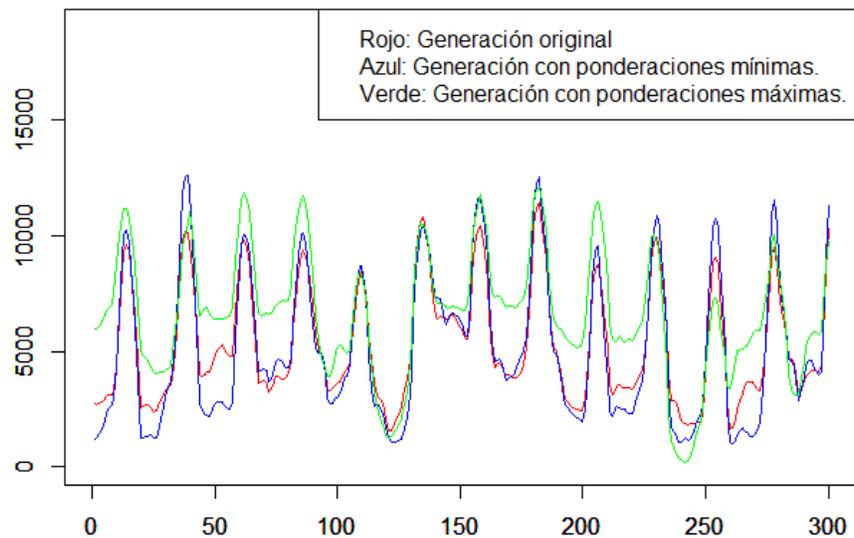


Figure 5.95: Generación de los primeros 30 días del año.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en horas.

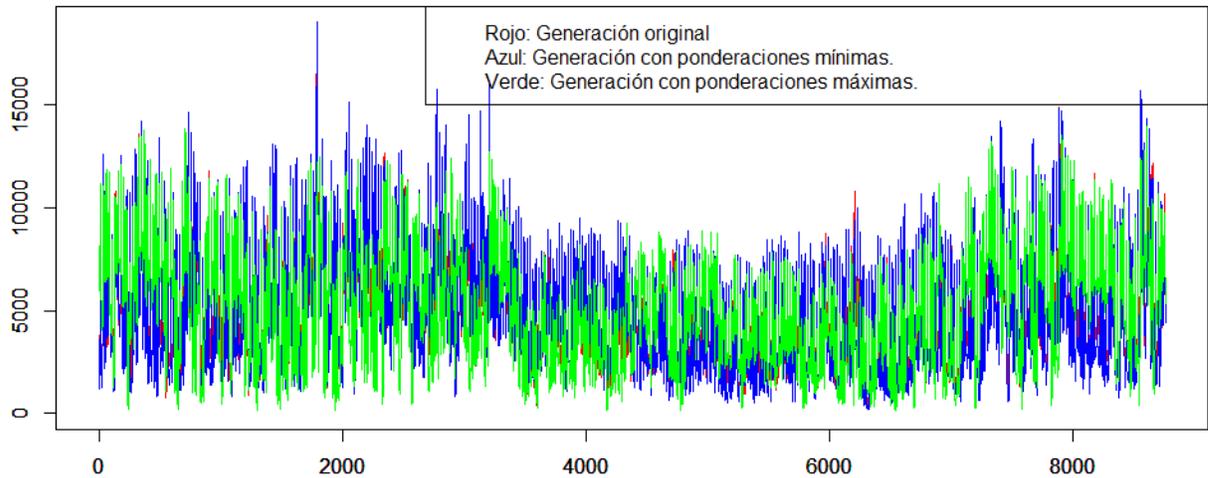


Figure 5.96: Generación total.
Eje Y generación en MW; eje X, tiempo en horas.
Datos negados.

5.6.7 En Suma.

Los diferentes casos permiten evaluar una diversificación por tipo de energía y con todas en su conjunto a horario completo. Los resultados obtenidos muestran que, por un lado, existen bloques donde la generación tiene una asociación importante. Asimismo, se muestra que entre fuentes de generación diferentes existe una relación inversa, consecuentemente, estos dos hechos nos permiten afirmar que es posible diversificar el portafolio de generación de tal forma que si en una zona existe un sistema climático adverso para la generación, otro compense.

De hecho, una diversificación enfocada en la confiabilidad del sistema es precisamente lo que se encuentra con el portafolio de mínima varianza. Por otro lado, si se implementa un sistema de almacenamiento de capacidad grande, se podría optar por el portafolio de máximo retorno, mediante el cual, se maximizan los periodos donde la generación asciende y se podría tener el respaldo del almacenamiento cuando la generación cae.

En ningún caso se afirma que solamente con esta estrategia de diversificación se logrará abatir la intermitencia, lo que sí se afirma es que esta junto con otras estrategias como almacenamiento y la creación de mercados de corto plazo, podrán hacerlo.

5.7 Mitigación: Factores de Expansión y Almacenamiento.

La siguiente sección toma en consideración el hecho de que posiblemente, para un día determinado, la generación eléctrica podría no ser suficiente si es que se instalan centrales intermitentes que solamente igualen la cantidad demandada, es decir, si en el año 2030 se estima que se demandarán 500GW, y si se instala exactamente esa cantidad de energías renovables, podría existir la posibilidad de que existan días donde la generación no sea suficiente. Por consiguiente, se presentan aquí diversos escenarios en los que se combinan en diferentes proporciones las energías solar y eólica así como una porción pequeña de carga base con la finalidad de mitigar tales faltantes, esto llevará a determinar qué tanto más como proporción de la demanda, se debe de tener de capacidad instalada de energías intermitentes así como de almacenamiento. Esto se hace con la finalidad de revisar que tan factible sería una alta penetración de renovables mitigando la intermitencia.

Entendiendo el *Valor de Capacidad* como la cantidad de carga adicional que puede ser aportada al sistema por una o varias centrales manteniendo el mismo nivel de confiabilidad, se debe de tener claro que la forma de calcularlo será diferente para generación convencional que para generación renovable, dada que la naturaleza de su intermitencia es estocástica, (Keane et al., 2011). De hecho, de acuerdo con (Holtinen et al., 2016), el valor de capacidad para energía eólica tiende a incrementarse para zonas geográficas grandes.

5.7.1 Descripción de los Datos.

Se utilizaron las bases de datos horarias de demanda y de oferta total del SEN para el año 2014. Para cada escenario se pondera la generación de cada tipo, e.g. Solar 80% eólica 20%. Adicionalmente, se crearon tres series, la primera es la generación original, la segunda es la generación ponderada por el factor de máximo rendimiento encontrado en la optimización de Markowitz y el último es el factor del portafolio de mínima varianza. Para cada una, se calcula la diferencia entre generación y demanda, la idea es revisar por un lado, qué combinación y factores de expansiones son tales que la generación es mayor a la demanda y por otro, revisar que tan factible es esa combinación. Este último punto se refiere a que la combinación tal que para todo valor se tenga que la oferta es mayor que la demanda podría uno donde se genere demasiada energía la cual, si no se almacena y solamente se sube a la red, podría acabar dañándola.

5.7.2 Escenario 1. Solar 80% Eólica 20%.

En este escenario, el cual es un poco extremo, se asume que la totalidad de la generación eléctrica se hace mediante energías renovables en una cantidad Solar 80% y Eólica 20%. Claramente, habrá periodos de tiempo durante el día donde la generación será considerablemente más grande que la demanda, pero durante la tarde y noche, se revertirá esta tendencia, la generación solar caerá y la porción de eólica tendrá que ser suficiente para cubrir el déficit de generación. De otra forma, la opción sería almacenar la energía sobrante

en los periodos de medio día para utilizarlo en las horas siguientes o bien, continuar almacenando para los días donde la generación sea muy baja.

La Figura 5.97 muestra las primeras 168 horas del año para la demanda así como la oferta histórica ponderada por los factores de proporciones solares y eólica antes mencionados. De la forma en como está ponderada la oferta es tal que, la generación total sea exactamente igual a la demanda. Lo primero que llama la atención es lo mucho que debe de crecer la generación solar en las horas principales del día con la finalidad de compensar las horas donde no habrá generación solar. Aquí se asume que hay suficiente capacidad de almacenamiento como la mitad de la demanda de un día entero. Note adicionalmente que bajo esta configuración, la generación nunca llega a cero.

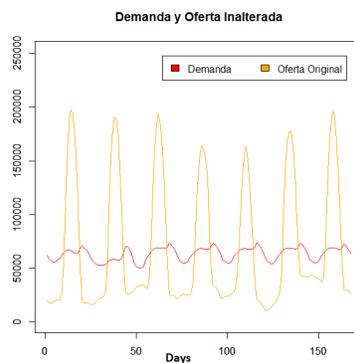


Figure 5.97: Oferta Inalterada.

Por otro lado, las Figuras 5.98 y 5.99 muestran la generación ponderada con los factores de máximo retorno y mínima varianza respectivamente. Con estas ponderaciones, durante los periodos de baja o nula generación solar, la generación total se va a cero. Por otro lado, en ambos casos, la generación solar y el almacenamiento de la misma tienen que ser mucho mayores, casi del 70% de la demanda de un día debe de estar disponible para compensar la ausencia de generación.

Ahora, si deseamos que nunca haya faltantes de energía, debemos calcular qué tanto más de las fuentes renovables debemos de adquirir con respecto a la totalidad de la demanda. La figura 5.100 muestra diversos factores de expansión para la diferencia entre oferta y demanda. La gráfica roja muestra como se comporta si la capacidad instalada de renovables es exactamente igual a la cantidad demandada. Lo que se puede apreciar es que por un periodo importante de tiempo que cae principalmente en el verano y algunos meses postreros, la generación es insuficiente, la demanda es mayor que la oferta y por consiguiente, la generación cae por debajo de cero, es decir, hay un déficit de generación. Esto nos indica la importancia de encontrar qué tanto más de energía renovable hay que invertir para que nunca exista este déficit.

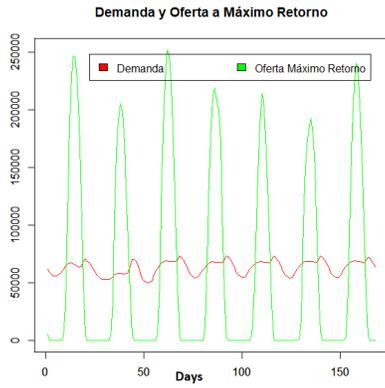


Figure 5.98: Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.

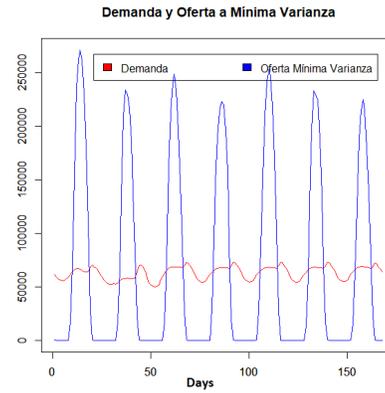


Figure 5.99: Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.

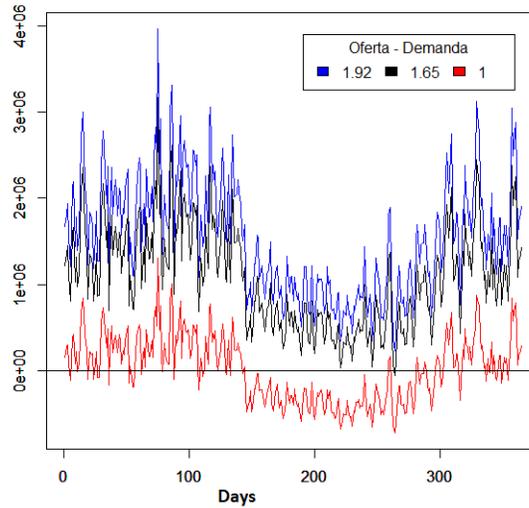


Figure 5.100: Diferentes Factores de Expansión.

La gráfica negra muestra esa combinación, la cual corresponde a un factor de expansión de 1.65, es decir, se debe de tener 65% más capacidad instalada de generación renovable si se desea que nunca exista un déficit de generación. Como en este escenario no hay carga base, es indispensable tener un exceso tan importante para evitar desabastos.

Este escenario es demasiado hipotético, pues elimina toda otra fuente que no sea solar o eólica, y como se puede ver, requiere una cantidad importante de sobrecapacidad instalada así como de almacenamiento, así que tómesese este escenario meramente como un ejercicio teórico.

5.7.3 Escenario 2. Solar 50% Eólica 50%.

Este escenario es más moderado, las porciones de cada fuente de energía están más balanceadas, pero se sigue dependiendo enteramente de estas dos, no hay carga base basada en combustible fósil o nuclear. Para comenzar, se puede apreciar que la oferta y demanda están mucho más cercanas una de otra, la generación solar no es tan grande pues tiene el respaldo de la generación eólica, de tal forma que la demanda es mayor que la oferta por rangos mucho menores que en el caso anterior, la capacidad de almacenamiento sería de apenas un 30% de la demanda.

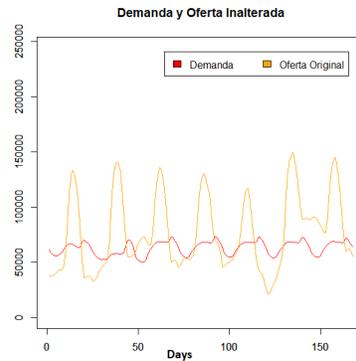


Figure 5.101: Oferta Inalterada.

Por otro lado, las Figuras 5.102 y 5.103 muestran la generación ponderada con los factores encontrados en la optimización de Markowitz. En ambos casos, la generación aún incorporando la eólica llega a cero, de donde se requeriría tanta capacidad de almacenamiento como casi el 80% de la generación total de un día o mayor (por respaldo).

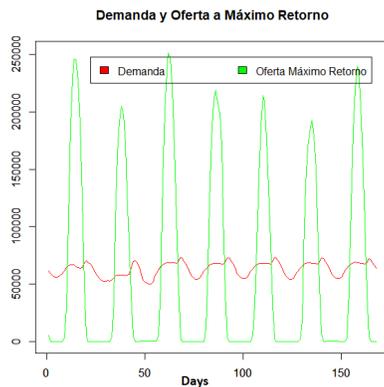


Figure 5.102: Generación: Máximo Retorno.
Figura no a escala.

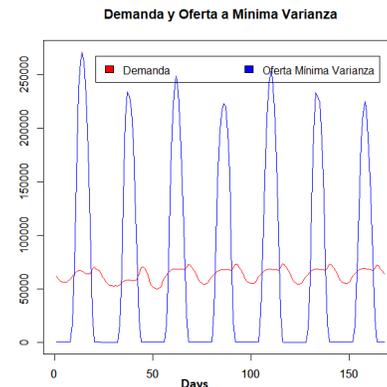


Figure 5.103: Generación: Mínima Varianza.
Figura no a escala.

La tarea ahora es calcular que tanto más de capacidad instalada en esta combinación de fuentes gen-

eradoras sería necesaria para abastecer a la nación sin que hubiera faltantes. La Figura 5.104 muestra la diferencia entre generación y demanda ponderada por tres Factores de Expansión. Claramente, con el factor igual a uno, es decir, con tanta capacidad instalada como la demanda anual, no es suficiente para lograr generación sin que haya faltantes en el verano y meses posteriores. Como en este escenario no hay carga base o alguna otra forma de generación, se debe de aumentar la capacidad instalada para que nunca existan vacíos. Para el factor de 1.8 (80% más de capacidad instalada con respecto a la demanda) hay muy pocos días donde la diferencia es menor a cero. Sin embargo, como no hay otra fuente de generación, no es suficiente que existan pocos días con faltantes, sino que no debe de haber alguno, por lo que revisamos el factor de 2.3, que implica 130% más capacidad que la demanda. Este es un factor sumamente grande, el grueso de la generación excede por mucho la demanda así que si bien es cierto que no hay apagones, se tiene otro problema y este es el qué hacer con tanto excedente de energía, ¿se exportará? ¿se almacenará? ¿hay la infraestructura para hacerlo?

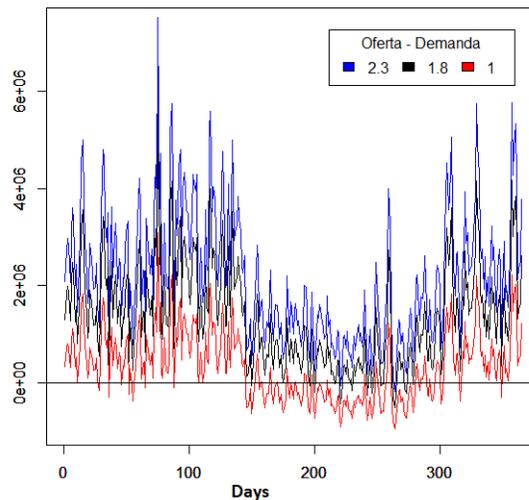


Figure 5.104: Diferentes Factores de Expansión.

Como se puede apreciar, este escenario, a pesar de ser más balanceado, no necesariamente es mejor o más simple que el anterior, tiene asociados problemas igualmente importantes para los cuales muy posiblemente el almacenamiento en una escala grande podría aportar una parte importante de la solución.

5.7.4 Escenario 3. Solar 35% Eólica 35% Base 30%.

En este tercer escenario se asume una penetración de renovables dle 70% junto con un porcentaje de carga base del 30%. La incorporación de un porcentaje tan grande de base, en principio, ayudará a dar estabilidad a la generación intermitente en tanto los factores de expansión que compensen por la falta de energía no tendrán que ser tan grandes.

La Figura 5.105 muestra justamente o anterior, la generación es mucho más estable y más cercana a la demanda; esto se debe a que, como en durante las horas donde no hay generación solar sigue habiendo generación eólica y de carga base, la solar no tiene que compensar el faltante, no tiene que haber un sobrepeso para esta. Asimismo, la cantidad de almacenamiento es menor.

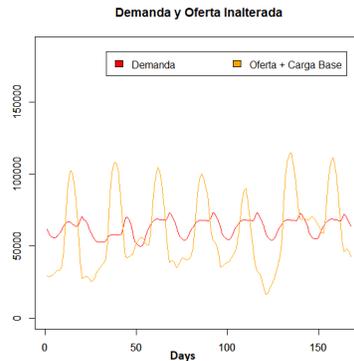


Figure 5.105: Oferta Inalterada.

Las Figuras 5.106 y 5.107 muestran que aunque se incorpora una cantidad de carga base, las ponderaciones hacen que la generación, sobre todo la solar sea grande. Durante las horas de no generación solar, hay un faltante, que no compensa la generación eólica junto con la carga base, de donde, la generación solar tiene que ser grande.

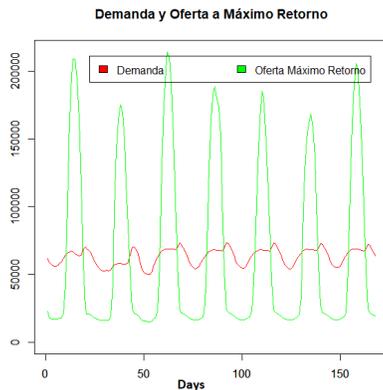


Figure 5.106: Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.

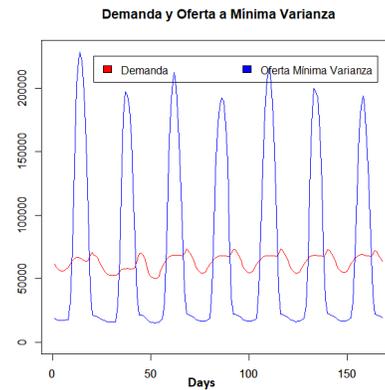


Figure 5.107: Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.

A continuación calculamos cuánto se debe de expandir la capacidad instalada para que nunca exista algún déficit de generación a lo largo del año. La Figura 5.108 muestra las diferencias entre oferta y demanda. Como se puede apreciar, cuando el factores de 0.83, es decir, ligeramente por debajo de la demanda, existe un periodo a lo largo del verano donde la generación no es suficiente. Sin embargo, cuando la capacidad

instalada es 31% arriba de la demanda, existen muy pocos periodos donde hay déficits, las opciones para lidiar con ellos son almacenarlos, lo cual eliminaría los déficit sin incorporar mayor generación; aumentar la capacidad instalada o; incorporar generación no-base, sino intermedia o de pico que abastezcan estos pequeños remanentes. Si la opción fuese incrementar la capacidad instalada, la misma figura muestra que para un factor de 1.74 se logra el objetivo de no tener déficits de generación.

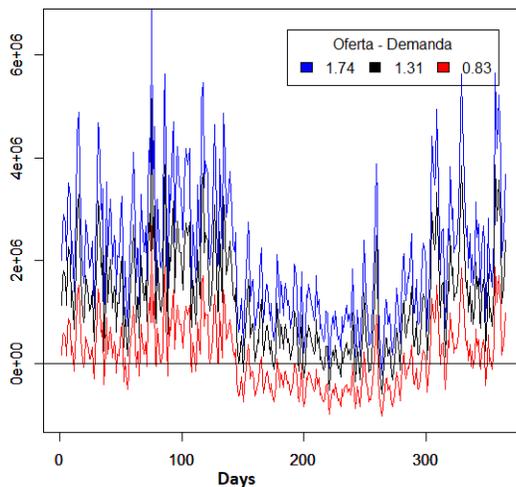


Figure 5.108: Diferentes Factores de Expansión.

5.7.5 Escenario 4. Solar 20% Eólica 40% Base 40%.

En este último escenario lo que variamos es darle prioridad a la generación eólica e incorporar una cantidad importante de generación base/intermedia. Claramente, la adición de carga base tiene un efecto inmediato en la generación, la estabiliza en gran medida y la acerca a la demanda, como se muestra en la Figura 5.109, esto permite tener cantidades bajas de almacenamiento, aunque por el otro lado, la matriz dependería otra vez de combustibles fósiles, lo cual no es tan deseable.

Las Figuras 5.110 y 5.111 muestran la generación ponderada por Markowitz, en ellas se puede apreciar todavía una fuerte generación para las horas de carga completa de solar.

La configuración con carga base/intermedia grande tiene amplios beneficios en términos de la confiabilidad del sistema. Como se muestra en la Figura 5.112 para un factor de 0.77 existe déficit en la generación, pero cuando la cantidad generada total es igual a la demanda los periodos de déficit son cortos, lo que hace suponer que no se necesitaría levantar mucho más de este punto la capacidad instalada para que no existan déficits.

En efecto, una generación de tan solo 30% arriba de la demanda (no mostrado) garantizaría la ausencia

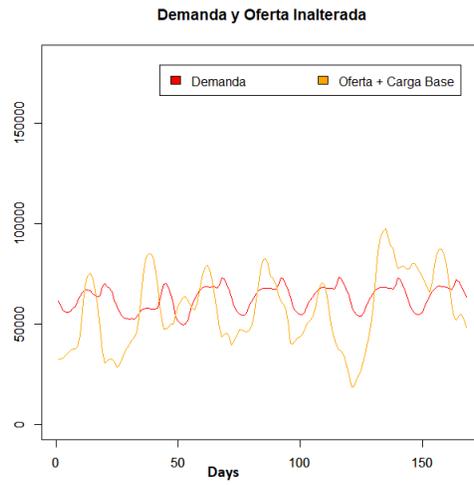


Figure 5.109: Oferta Inalterada.

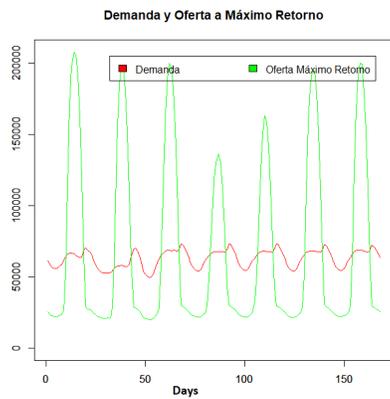


Figure 5.110: Generación: Máximo Retorno. Figura no a escala.

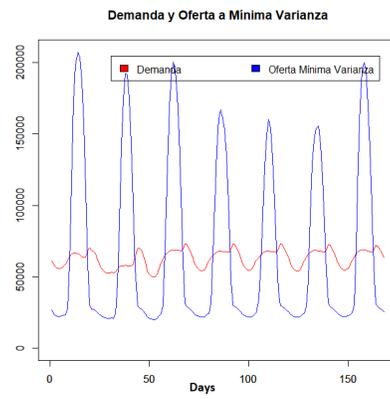


Figure 5.111: Generación: Mínima Varianza. Figura no a escala.

de déficits o bien, la incorporación de almacenamiento o centrales generadoras intermedias o de pico tendrían el mismo efecto.

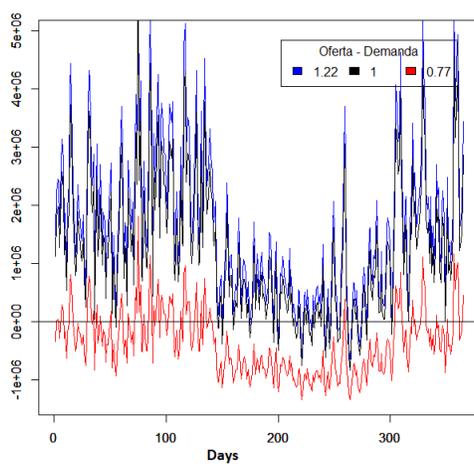


Figure 5.112: Diferentes Factores de Expansión.

5.7.6 En Suma.

El realizar la serie de escenarios nos ha llevado a encontrar posibles combinaciones de fuentes de generación así como de factores de sobrecapacidad que garanticen la confiabilidad del sistema en términos de evitar déficits de generación. Los resultados encontrados no necesariamente son intuitivos, de hecho, en algunos casos son contraintuitivos: para comenzar, la generación balanceada del escenario 2 no trajo un factor de expansión bajo, de hecho, fue el más alto y por tanto, el más costoso, en tanto el escenario con una alta penetración de solar fue el segundo más bajo siempre y cuando se incorpore una alta capacidad de almacenamiento lo que implica un costo pero evita el costo de instalar centrales de generación de combustibles fósiles.

Por último, el escenario que menor expansión requiere es el 4, aquel con una cantidad de carga base grade. Este escenario tiene dos desventajas, la primera es que depende en gran medida de los combustibles fósiles y, por otro, que requiere la inversión bastante honerosa en centrales de generación. Su ventaja es que es el más barato en términos de no tener la necesidad de ampliar en demasía la generación de intermitentes ni de almacenamiento. Los resultados se resumen en la Tabla 5.55.

Escenario	Sobrecapacidad (%)
1	65
2	130
3	74
4	30

Table 5.55: Sobrecapacidad de Generación por Escenario

5.7.7 Trabajo Futuro.

Aquí se seleccionaron 4 escenarios, pero se podría hacer una corrida continua probando todas las combinaciones de números enteros variando la cantidad de solar y eólica mediante una métrica de rendimiento. Lo anterior garantizaría que el escenario encontrado sería el óptimo en términos de confiabilidad, no necesariamente de costos, al final del día, se tendrían que balancear estos dos factores junto con la corrida del modelo Balmorel.

5.8 Estimación de la Matriz Eléctrica en México al 2050.

Teniendo como referencia y punto de partida los apartados anteriores, se establece la factibilidad de una alta penetración de energías renovables, por lo que, en las siguientes secciones, se establecerá la estimación empírica de la matriz en una serie de escenarios.

5.8.1 Trabajos Previos Respecto a la Estimación de la Matriz Eléctrica

Primeramente, entre los modelos de planeación para el sector eléctrico, algunos de los más completos y más utilizados son los siguientes: TIMES, LEAP, EPPA, GCAM, IMAGE, Phoenix, POLES, TIAM-ECN STREAM, EnergyPlan, Calliope, Deeco, OSeMOSYS, Pandapower, Balmorel, PYPOWER, PyPSA, PLEXOS. Los resultados más relevantes que arrojan los modelos son los siguientes:

- Modelo Económico/Técnico.
- Inversión Óptima/Simulación.
- Interacción electricidad, calefacción, transporte y sector industrial.

En cuanto a los modelos de modelos de planeación energética de equilibrio parcial, los más utilizados por su enorme capacidad y precisión son Balmorel y PLEXOS; de hecho, ambos han sido utilizados por la Secretaría de Energía para realizar el programa de adición y reemplazo de capacidad. Algunos de los resultados más relevantes que los modelos aportan son los siguientes:

- Cantidad y diversificación de fuentes generadoras de Electricidad/Calefacción.
- Modelo Económico/Técnico.
- Inversión óptima en generación y transmisión.
- Despacho óptimo de generación.
- Solución por hora.
- Modelo estocástico.
- Seguridad de la oferta.
- Probabilidad de disponibilidad de las líneas y de las plantas.

De lo anterior se puede ver que tanto Balmorel como PLEXOS pueden hacer lo que se está buscando en este trabajo, el Modelo Económico y los precios de generación. Una diferencia importante es que Balmorel es *Open Source*, lo que nos permite tener acceso libre, por lo cual se utilizará este modelo para las estimaciones. Adicionalmente, otra razón para el uso de Balmorel es que esta es la plataforma que se usó

para construir el PRODESEN, (Secretaría de Energía, 2018d), aunque más recientemente se ha comenzado a hacer pruebas en la plataforma PLEXOS. En cualquier caso, con la finalidad de poder realizar comparaciones con el plan oficial, tiene más sentido utilizar el mismo modelo que ha utilizado la Secretaría de Energía.

Existen una serie de trabajos recientes que abordan el tema de encontrar el mix óptimo para México con una serie de supuestos distintos aunque vale la pena resaltar que todos los modelos asumen competencia perfecta y este es uno de los supuestos que deseamos levantar. Algunos de los trabajos más relevantes para el caso Mexicano son los siguientes:

Autor	Modelo	Meta Ambiental	Resultado
(Veysey et al., 2016)	EPPA, GCAM, IMAGE, Phoenix, POLES, TIAM-ECN	30% al 2020 50% al 2050	80-100% Limpias
(Octaviano et al., 2016)	EPPA	50% 2050	+gas, +biom, -renov
(DuPont, 2016)	Balmorel	50-75%	+eól, +solar +gas
(Martin del Campo, 2018)	Times-Balmorel	+75%	+eól y +solar

Table 5.56: Resumen de trabajos en generación para México, 2020-2050.

Lo primero a notar es que todos los trabajos toman como cota superior del periodo de análisis el año 2050. Los modelos utilizados fueron muy diversos, algunos autores utilizaron equilibrio parcial y otros de equilibrio general. Sin embargo, el aspecto relevante es que todos pudieron llegar a una reducción de las emisiones del 50% para el año 2050, y algunos trabajos incluso superan esa meta. La forma en que lo logran es diversa, incluso un solo trabajo muestra varias formas de llegar al objetivo, como es el caso de (Dupont and Togeby, 2016). El trabajo que tomaremos como referencia es aquel de (Martin-del Campo et al., 2018) pues los autores proponen las metas de reducción de GEI más ambiciosas consideradas hasta ahora. Por último, es menester mencionar que todos los modelos incluyen el supuesto subyacente de competencia perfecta, y este es uno de los principales cambios que se realizarán en nuestras estimaciones dado el comportamiento anti mercado mostrado por el gobierno federal a partir del 2019, particularmente por parte de la CFE. A continuación se considera un poco más a detalle el trabajo de los autores mencionados en la tabla.

Para comenzar, (Veysey et al., 2016) analizan la posibilidad de cumplir con las metas de gases de efecto invernadero fijadas por el Gobierno Mexicano. La meta de trabajo es evaluar la factibilidad de reducir en 30% las emisiones de gases de efecto invernadero para el año 2020 y 50% para el año 2050. A pesar de que estos objetivos son muy ambiciosos para México, es posible que otros países deban de hacer más para llegar a la meta de mantener el calentamiento global por debajo de los dos grados centígrados. Particularmente, los autores encuentran que el resto de los países latinoamericanos deben de recortarlas emisiones entre 35% y 70% para llegar cumplir con los acuerdos de la COP21.

Los autores utilizan tres escenarios, uno base con políticas climáticas previas al 2010. Un segundo escenario en donde se elimina el 50% de las emisiones de gases de efecto invernadero y un último de 50% de eliminación de combustibles fósiles e industrial (FFI). Utilizan los modelos EPPA, GCAM, IMAGE, Phoenix, POLES y TIAM-ECN.

J. Veysey et al. / Energy Economics 56 (2016) 587–599

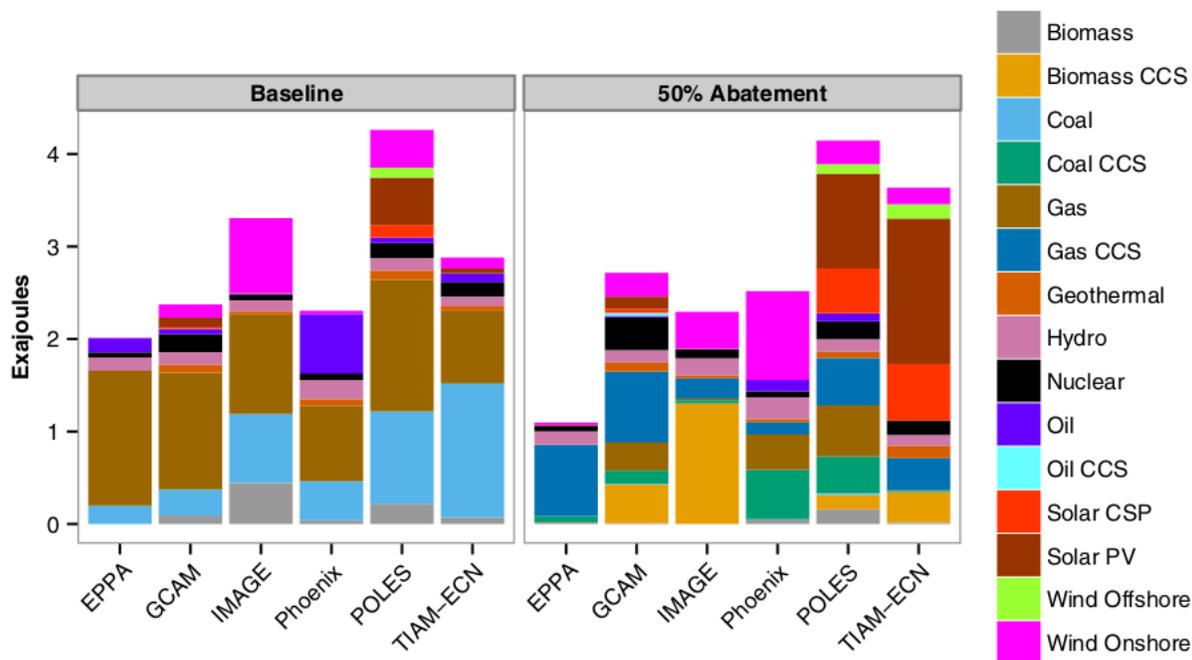


Figure 5.113: Mix energético de todos los modelos.

Como se puede apreciar, existe una enorme variabilidad de posibilidades tanto para el escenario base como para aquel de abatimiento al 50%. Esto nos habla de que existe una amplia flexibilidad en cuanto a la forma de llegar a las metas ambientales y esta será una característica que se comparte con el grueso de los trabajos que se mencionarán más adelante.

El modelo del MIT es el más conservador, pues estima un consumo energético total de poco más de un petajoule. Algunas estimaciones más realistas son del GCAM, IMAGE y Phoenix. En particular, Phoenix asigna una cantidad grande de eólica y al carbón con captura. Por otro lado, de los modelos que más consumo energético estiman, los cuales se podrían pensar como el escenario extremo, POLES y TIAM-ECN ambos asignan una porción muy importante a energía solar y un poco menos a eólica; en particular, para TIAM-ECN este tipo de energías constituyen la mitad del portafolio y el resto es una sana mezcla entre gas natural, biomasa, hydro, y nuclear. En este punto es menester mencionar que un mix de este tipo no podría

ser viable sin alguna forma de almacenamiento de energía, dada la intermitencia de algunas de las renovables.

Otro aspecto importante es el porcentaje de energías limpias que incorporan los modelos, TIAM-ECN incorpora un 100 de generación limpia, IMAGE 99%, GCAM 88%, POLES 84% y Phoenix 80%, es decir, con diversas mezclas, es posible superar las metas preestablecidas para el sector eléctrico, en particular aquella del 50%. Sin embargo, para que las emisiones totales (incluyendo no solamente las de la industria eléctrica, sino las de la industria, los transportes, el sector agropecuario, etc.) de un país bajen al 50% es posible que se tenga que utilizar la opción más limpia posible en el sector eléctrico para que compense por el resto de los sectores que no necesariamente estarán reduciendo emisiones: transporte, industria, etc.

Las estimaciones del GDP arrojan un valor de \$2 trillones en GCAM y de \$4 trillones en IMAGE. EPPA y Phoenix, que son los modelos con la capacidad de capturar el PIB como variable endógena, registran una pérdida gigante del 1% del PIB para el año 2020 cuando se comienzan a implementar las políticas ambientales, es decir, estas estrategias son sumamente costosas y posiblemente requieran la coinversión privada.

Por otro lado, (Octaviano et al., 2016) realizan la estimación del mix para el caso del México y de Brasil usando el modelo EPPA. Cabe mencionar que de acuerdo al trabajo previo, este modelo tiende a subestimar un poco el uso total de la energía. Uno de sus primeros resultados es la necesidad de invertir al menos \$4 mil millones de dólares para el 2020 con la finalidad de comenzar la conversión a generación limpia.

Los autores revisan diversos escenarios, dos *baselines* 1a y 1b, uno con políticas previas al 2010 y otro con los acuerdos de Copenhague del 2010, respectivamente. Dos escenarios con impuesto al carbón el primero con impuesto de \$10 USD/ tCO_e denominado 2a y otro con impuesto de \$50 USD/ tCO_e denominado 2c; dos escenarios de abatimiento al 20%, uno de gases de efecto invernadero (GHG) denominado 2d y otro de abatimiento al 50% de GHG denominado 2e.

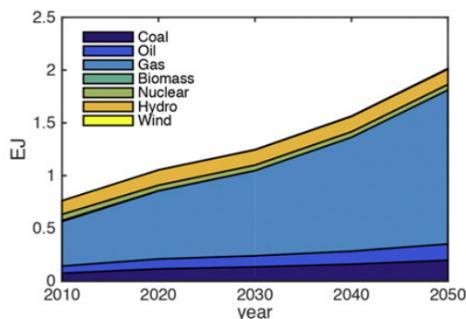


Figure 5.114: Core Baseline 1a

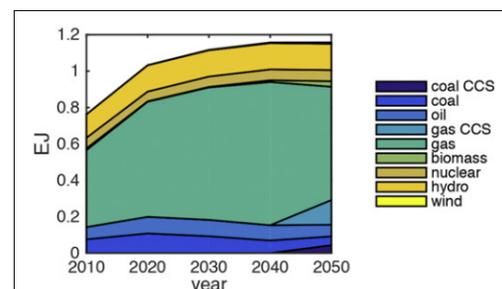


Figure 5.115: Policy baseline 1b

Como se puede apreciar, con pocas limitaciones ambientales el gas natural domina en el escenario 1a, desafortunadamente, tanto el carbón como otras basadas en petróleo predominan con tan solo un margen reducido para energías limpias en todo el periodo de análisis. El escenario 1b, el cual involucra políticas ambientales, es un poco más limpio, predomina el uso de gas natural e incluye el uso de hidroeléctricas, eólica y tecnologías que involucran captura de carbón. El lado negativo de este escenario es que, dado que México no extrae una cantidad importante de Gas Natural, existe una debilidad en términos de seguridad energética.

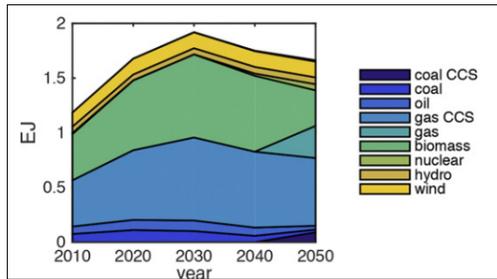


Figure 5.116: 20% abatiment (GHG) 2d

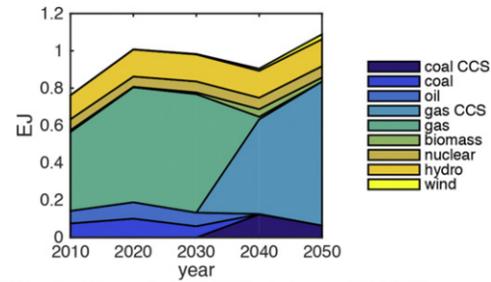


Figure 5.117: 50% abatiment (GHG) 2e

En los escenarios de abatimiento, tanto al 20 como al 50 % siguen utilizando generadores basados en gas con captura de carbón, los cuales son más limpios pero tienen el mismo problema que en el escenario anterior, la seguridad energética no queda garantizada.

En otro estudio, (Tovilla, 2015) encuentra que la posibilidad de alcanzar una descarbonización profunda para el año 2050 es posible si es que se incrementa el uso de tecnologías eficientes en el uso de energía en todos los sectores de la economía, además de incluir captura de carbón, vehículos de cero emisiones, mejora de sistemas de transporte masivo, almacenamiento de energía y sistemas de transmisión eléctrica inteligente. Su trabajo se centra en abrir la discusión en el tema de cómo llegar a las metas de reducción del 50% de las emisiones respecto del año 2010, para el año 2050. Utilizan modelo tipo equilibrio general, y encuentran factibilidad técnica para cumplir con el objetivo de GHG.

Sin embargo, los autores encuentran que la mudanza hacia las tecnologías limpias será costosa y debe de comenzar a la brevedad, en un plazo de entre 2020 y 2025 a más tardar, de lo contrario se ponen en riesgo las metas para el año 2050. Su escenario de descarbonización profunda asume que todas las opciones de energías renovables son exploradas y usadas para el año 2050 y que todas las plantas de gas o carbón utilizan captura y almacenamiento de carbón (CCS); adicionalmente, las tecnologías de generación de bajo aporte de GHG llenan el vacío que las renovables no pueden.

Como se puede apreciar, la generación de Dióxido de Carbono por hora baja drásticamente para el año

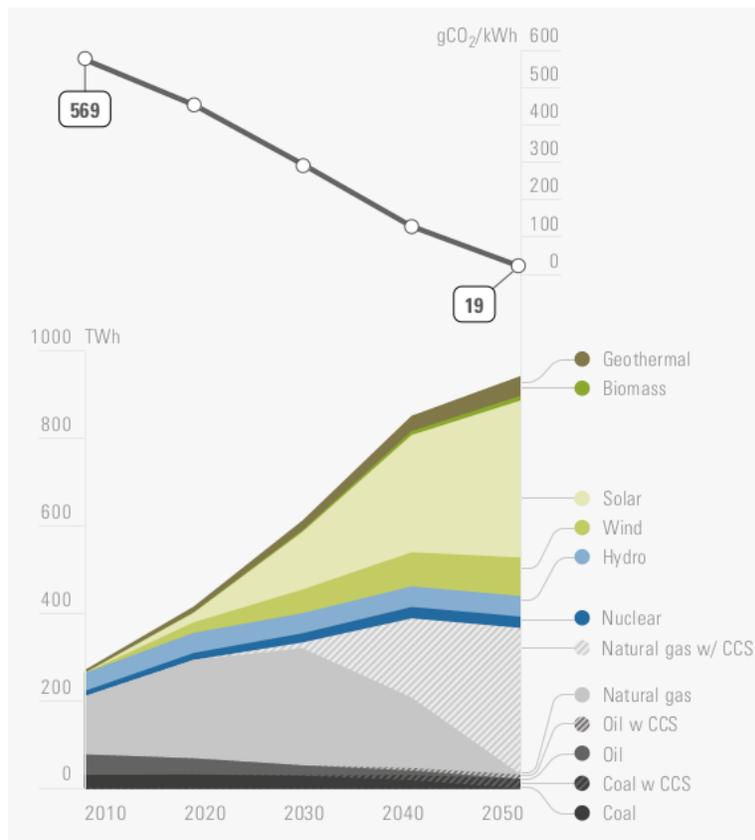


Figure 5.118: Mix energético y cantidad de gCO₂ por kWh

2050, casi a nivel cero. Las tecnologías predominantes son la solar y gas natural con captura de carbón. Notablemente, este escenario no asume la posibilidad de que el país no pueda extraer su propio gas natural y por consecuencia, se tenga que comprar al exterior, principalmente a Estados Unidos. Por ello, una posibilidad podría ser extender el uso de renovables con la finalidad de alejarse de centrales que usen combustibles cuyo precio es muy variable y que por motivos políticos, podríamos no tener acceso a ese combustible dado que proviene de E.U.

Hasta el momento, no se había hablado del uso del modelo BALMOREL, el cual es uno de aquellos con el que la Secretaría de Energía realizó el Plan Indicativo de Adición y Reemplazo. (Dupont and Togeby, 2016) utilizan BALMOREL para estructurar la expansión de energía limpia que mantiene las emisiones de CO₂ en el nivel estipulado. Los autores encuentran que la expansión de capacidad con tales metas es posible, aunque otros mecanismos como los Certificados de Energías Limpias, Impuestos o topes al CO₂, y un sistema de trading de emisiones podrían estimular la temprana adopción de las tecnologías limpias.

BALMOREL es un modelo determinista de equilibrio parcial en el que a diferencia de otros, variables como el PIB o el crecimiento poblacional son exógenas, por ende, el modelo asume *full foresight*. Los autores incluyen cuatro escenarios, No-restringido: expansión de menor costo sin metas de CO₂ o de energía limpia.

Main: Incluye metas de energías limpias formuladas por las leyes mexicanas. *CO₂ – Target*: Mismos objetivos de *CO₂* que el escenario *Main*, pero con topes al *CO₂*. Otros escenarios con ambiciones de reducir el *CO₂* en $\frac{1}{3}$, $\frac{2}{3}$ y totalmente.

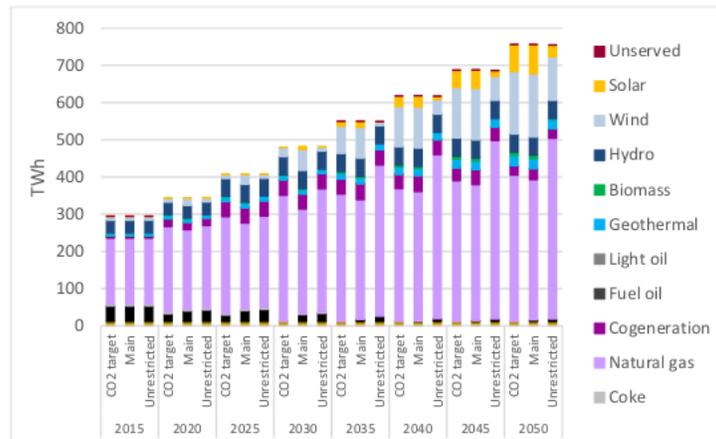


Figure 5.119: Escenarios no restringido, Objetivo de CO₂ y Main

En esta primera gráfica se puede apreciar que al año 2050 las mezclas de energías son relativamente similares. En particular, tanto el escenario *CO₂ – Target* como el *Main*, tienen menor cantidad de generación con gas natural que el no restringido aunque, en todos los escenarios, este combustible es el pilar de la generación. Adicionalmente, el modelo no encontró viable invertir en generación con gas natural y Captura - Almacenamiento de Carbón, dado que es más costoso. Nótese también que incluso en el escenario que más incluye generación limpia, la suma de eólica, solar, e hidroeléctrica nunca superan el 50% del mix energético. Tanto en el escenario *Main* como en *CO₂ – Target* las emisiones son similares, aunque la forma de lograrlo es diferente. Aunado a lo anterior, el escenario *Main* supone una fuerte inversión entre los años 2020-2030, de aproximadamente \$1,500 millones de dólares más inversiones de no menos de \$650 millones de dólares cada cinco años hasta el 2050, en contraste, el escenario *CO₂ – Target* no asume costos tan severos desde el 2020 al 2030.

La siguiente gráfica muestra las mezclas de objetivos de emisiones más ambiciosas. Lo primero que hay que notar es que gracias a la ubicación y recursos naturales que posee el país, es posible tener un cierto grado de flexibilidad en la creación del mix; adicionalmente, también es factible plantear objetivos más altos. El lado negativo es que la inversión es mayor que en el escenario *Main*, dado que la existencia de más energías renovables implica mayor capacidad de transmisión y distribución así como de almacenamiento.

Como se puede apreciar, el escenario *Full*, el cual logra una generación de menos de 80 Mton/año de *CO₂* para el año 2050 utiliza fuertemente la generación eólica y solar, las cuales constituyen más del 50% de

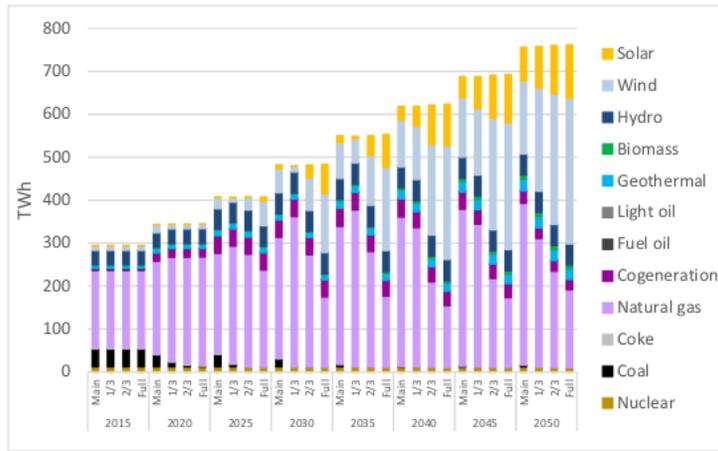


Figure 5.120: Main, abatimiento al 1/3, 2/3 y total

la generación para el año 2050. Tal objetivo no es barato, es el escenario más costoso con una inversión de casi el doble del escenario $\frac{2}{3}$, desde el año 2025 hasta el 2050 requiere una inversión cercana a los \$16,000 millones de dólares, en contraste, el escenario $\frac{2}{3}$ requiere una inversión de alrededor de \$7,000 millones de dólares y genera cerca de 90 Mton/año de CO_2 , es decir, no genera mucho más que el escenario *Full*, pero el precio es más del doble. El sistema Mexicano tiene mucha flexibilidad y muy poco *Curtailment*, el cual se puede reducir todavía más con inversión en *hydro-pumping*

Por último, el trabajo más reciente sobre el tema también utiliza BALMOREL y es el resultado de una investigación comisionada por el Gobierno Federal Mexicano. (Martin-del Campo et al., 2018) encuentran que es posible alcanzar las metas de generación de GHG establecidas por la ley. Adicionalmente, el alcanzarlas se puede lograr mediante un fuerte uso de las energías renovables. Una parte importante de este trabajo es hacer patente la posibilidad de superar los objetivos iniciales de emisiones. Pero ¿para qué se desearía superar por mucho el objetivo de 50% de energías limpias para el año 2050? La respuesta es simple, pues de no intentar ir más allá de lo estipulado en los compromisos ambientales de la forma en como se estipulan en el INDC, si todos los países del mundo siguieran un objetivo similar al de México, pondrían a la tierra en camino de un incremento de temperatura superior a los 2.7 °C. De donde, o el resto de los países tiene que reducir más sus emisiones para compensar por lo que México está contaminando de más, o se hacen adiciones a la matriz de generación que permitan reducir las emisiones de forma drástica, lo cual implica superar las metas iniciales.

Los autores utilizan el modelo TIMES y el modelo BALMOREL, ambos de equilibrio parcial. Incluyen tres escenarios *Current Policy* (CP), el cual incluye los objetivos actuales estipulados en las diversas leyes mexicanas, en particular el de reducción al 50% de las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI); *Deep Decarbonisation* (DD), escenario con 75% de reducción de GEI; y por último, el escenario *Net-Zero* (NZ), el cual tiene las mismas metas que CP hasta el año 2030, pero a partir de entonces se esfuerza en eliminar

todas las emisiones.

Un punto importante que consideran los autores es que los escenarios más ambiciosos naturalmente involucran un uso intensivo de las energías renovables, de donde, también se requiere de una costosa inversión en transmisión y distribución así como en almacenamiento, lo cual suele ser al menos tan costoso como las mismas plantas de gas natural. Por lo anterior, a menos que se restrinja el uso de este combustible o existan metas de descarbonización, se tiende a utilizar gas natural por su costo.

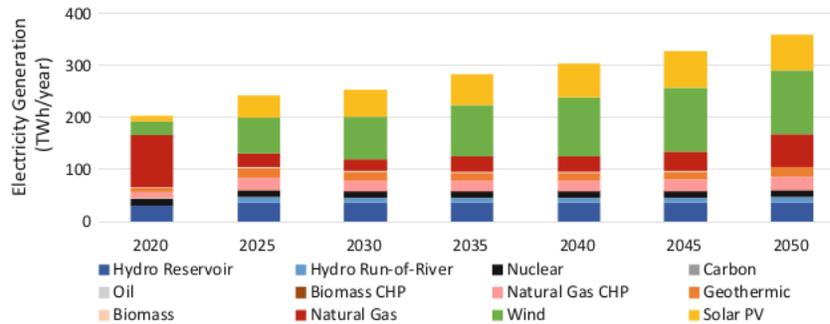


Figure 5.121: Escenario Base, política actual

Como se puede apreciar, en el escenario base sí se cumplen los objetivos de reducir las emisiones en la cantidad ambicionada. Este mix incluye un fuerte uso de energía eólica y fotovoltaica hacia el año 2050, pues estas constituyen cerca del 50% de la generación. Nótese el fuerte uso de la tecnología eólica y solar a partir del 2025, además de la reducción substancial del gas natural.

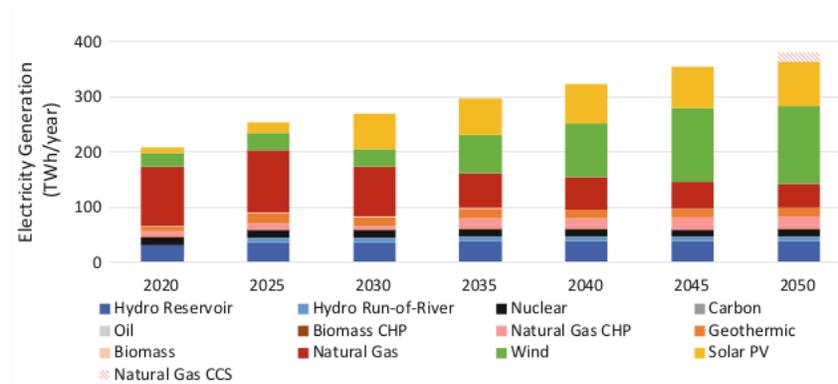


Figure 5.122: Escenario Net Zero

En este escenario primero se invierte más en gas natural y este funge como combustible de transición, sin embargo, a partir del 2035 se invierte fuertemente en eólica y solar.

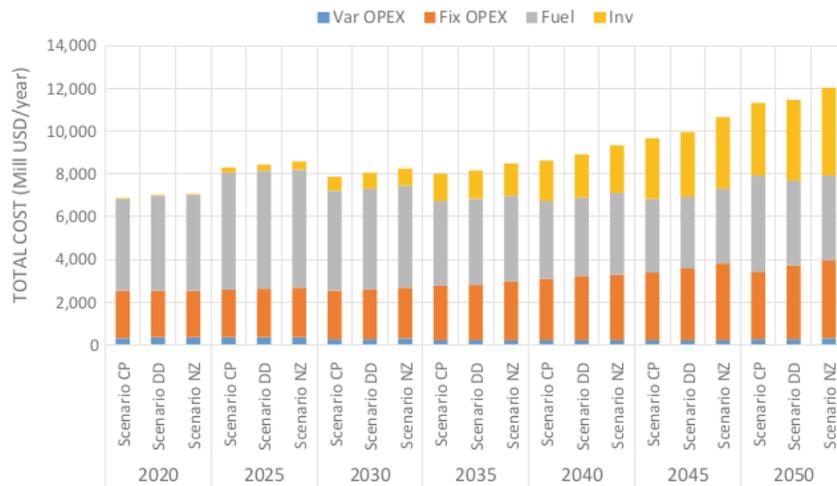


Figure 5.123: Costo por Escenario

De acuerdo con estos resultados, se puede ver que por periodo de tiempo siempre es más caro el escenario NZ pero no es sustancialmente el más caro, de hecho, salvo del año 2040 en adelante, la diferencia en costos es casi marginal, y aún en los periodos de mayor variación como el que comienza en 2045, la diferencia no rebasa los dos mil millones de dólares, lo cual, a pesar de ser una cantidad sumamente onerosa, no lo es en un periodo de inversión de 30 años.

Por ultimo, los autores sugieren una pronta implementación de las tecnologías limpias, pues de lo contrario, de invertir en gas natural u otras más contaminantes en el corto plazo, se podría incrementar el costo total del sistema de una forma muy considerable.

5.8.1.1 En suma

1. Todos los trabajos concuerdan en que es posible llegar a las metas establecidas por el gobierno de reducir los gases de efecto invernadero en 30% para el año 2020 y 50% para el año 2050, aunque su costo será considerable y a su vez, admiten que para llegar a esa meta, se tendrá que hacer esfuerzos en el resto de la economía, como en el sector transporte, industria, etc.
2. Inversión de 4 mil millones de dólares para comenzar la transición a energías limpias, (Octaviano et al., 2016), sin mencionar que (Veysey et al., 2016) afirma que el impacto podría ser hasta del 1% del PIB para el 2020. Sin embargo, la tendencia opuesta se ha tomado: renovar las centrales eléctricas obsoletas y contaminantes.
3. Demorar la conversión a renovables desde gas y carbón podría hacer la transición más costosa de lo que ya es.
4. El alcanzar o superar las metas de generación de GEI no necesariamente depende del mix, sino que otros

mecanismos se implementen de manera simultánea, como los CEL's, impuestos al Carbono, Mercado de Emisiones etc.

5. Simulaciones indican que se puede operar el sistema con una cantidad alta de renovables, hay mucha flexibilidad. En particular, los sistemas de *Dispatchable Hydro Generation* dan mucha de esa flexibilidad.
6. Existe una cantidad muy baja de *Curtailement*, menos del 2%, lo que indica mucha flexibilidad en el sistema ¹¹.

En general, todos los trabajos concuerdan en que es totalmente factible alcanzar e incluso superar las metas de emisiones, así como de tener fuertes cantidades de energías renovables, salvo por la ampliación de la red y la inclusión de almacenamiento de energía.

5.8.2 Simulaciones de la Matriz Eléctrica

Por parte de la administración federal que ha comenzado labores a finales de 2018, muchas de las políticas en temas del sector eléctrico han sido contrarias a la reforma energética y en buena medida han obstaculizado la entrada de generadores de energías renovables. Si bien es cierto que la administración federal ha emitido documentos delineando algunos aspectos de su política energética, sus acciones han mostrado otra trayectoria, en ocasiones, divergente de lo que establecen sus documentos. Por consecuencia, solo nos queda hacer algunas suposiciones respecto de las acciones de política energética que hemos observado hasta ahora para nuestra simulación.

Por un lado, se ha dicho que se invertirá en modernizar 63 centrales hidroeléctricas y que también habrá inversión en energía renovable, pero sin construir nuevas centrales¹². En particular, se ha afirmado que no se tiene intenciones de construir nuevas hidroeléctricas, pero no se ha especificado si tiene la intención de incrementar la capacidad de *hydro-pumping*.

Se ha estipulado un crecimiento presupuestal para la CFE de 8% para el año 2019, para tener un presupuesto total de 434,700 millones de pesos (mdp). El incremento consistente de poco más de 34,310 mdp

¹¹De acuerdo con *Open EI*, el término *Curtailement* se entiende como una reducción en la capacidad agendada de entrega de energía de una transacción de intercambio. Adicionalmente, el *National Renewable Energy Laboratory* lo define como "una reducción de la producción de un generador de lo que de otra forma pudo haber producido dados los recursos disponibles, típicamente de forma involuntaria". Frecuentemente, este problema se debe a que en diversos momentos del día, existe demasiada disponibilidad de electricidad proveniente de fuentes renovables, las cuales, si no se cortan, podrían hacer que el precio se vaya a cero o a niveles negativos. De acuerdo con CAISO, existen tres fuentes de *curtailement*: Economic Curtailement es cuando el mercado encuentra lugar para energía de bajo precio o precios negativos; cortes auto-agendados: los cuales reducen la generación de las pujas de auto-asignación; despacho excepcional: cuando el ISO ordena a los generadores apagar la producción

¹²Solís, Arturo. "AMLO pretende modernizar centrales eléctricas de CFE". *FORBES*, Diciembre 8, 2018. Available at: <https://www.forbes.com.mx/amlo-pretende-modernizar-centrales-electricas-de-cfe/> Accessed, Dec 2018

se destinará para restaurar centrales eléctricas de la siguiente forma para el año 2019¹³

Tipo de Central	Inversión (\$ MXN)
Termoeléctricas de Ciclo Combinado	15,361.4 mdp
Plantas de Carbón	10,416.7 mdp
Centrales de Vapor Convencional	7,040 mdp
Centrales a Diesel	171.1 mdp
Plantas Geotérmicas	430.6 mdp
Rehabilitación Hidroeléctricas	340.6mdp

Posteriormente, el presidente López Obrador presentó en su Plan de Rescate del Sector Energético donde manifiesta la intención de adicionar \$ 20,000 mdp extras exclusivamente al área hidroeléctrica de la Comisión Federal de Electricidad¹⁴. Se afirmó que con la capacidad instalada de 12,642MW se le podría adicionar 3,300 MW¹⁵.

Por otro lado, uno de los proyectos que genera más polémica en este sector, a parte de la renovación de centrales con altas emisiones de CO2 algunas de las cuáles consumen combustóleo, carbón o diesel, es el de abrir 2 centrales eléctricas basadas en carbón en Coahuila por parte de la CFE, con una capacidad de 700MW. Estas unidades tendrán un costo de entre 840 a 1,200 millones de dólares¹⁶.

La administración del presidente Peña Nieto había estimado cerrar 115 unidades, las más viejas y algunas de las más contaminantes que utilizan carbón, combustóleo o diesel. Sin embargo, el clausurar estas plantas va en contra de los tres ejes de la política energética de la nueva administración establecidos en el Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024, (Presidencia de la República, México., 2019). El primer eje es incrementar la producción de crudo por parte de PEMEX. El segundo eje es la construcción de nuevas refinerías, la de Dos Bocas es el primer proyecto. Y el último eje es la renovación de las refinerías ya existentes, lo cual a su vez, implica que estas tendrán que incrementar su producción. Con estos ejes, se busca generar localmente los combustibles necesarios para satisfacer las necesidades energéticas del país, en particular las del sistema eléctrico por medio de la producción local de gasolina, diesel, combustóleo etc.

¹³Sígler, Édgar. "La CFE destinará 34,310 mdp para resusitar sus plantas más contaminantes". *EXPANSIÓN*. 15 Dic, 2018. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2018/12/15/cfe-destinara-34-310-mdp-resucitar-plantas-contaminantes> Accessed, Jun 2020.

¹⁴PolíticoMX, "AMLO y su plan para CFE: modernizar hidroeléctricas y contratos". *PolíticoMX*, Febrero 11, 2019. Available at: <https://politico.mx/minuta-politica/minuta-politica-gobierno-federal/amlo-y-su-plan-para-cfe-modernizar-hidroel%C3%A9ctricas-y-contratos/> Accessed, Mar 2020.

¹⁵Sígler, Édgar. "AMLO anuncia la modernización de 60 hidroeléctricas" *OBRAS*. 10 Diciembre, 2018. Available at: <https://obrasweb.mx/infraestructura/2018/12/10/amlo-anuncia-la-modernizacion-de-60-hidroelectricas> Accessed, Mar 2020.

¹⁶Sígler, Édgar. "La nueva CFE estudia revivir la energía generada por carbón". *Expansión*. 22 Noviembre, 2018. Available at: <https://expansion.mx/empresas/2018/11/22/la-nueva-cfe-estudia-revivir-la-energia-generada-por-carbon> Accessed, Mar 2020.

Dentro del Programa de Recuperación de la Capacidad de Generación Hidroeléctrica se estipula la construcción de 33 proyectos con la finalidad de que la Comisión Federal de Electricidad continúe generando al menos el 54% de la electricidad e incremente su porción de mercado en el futuro. En términos de repotenciación, habrá 18 proyectos con una inversión de MXN \$10,446 millones. Adicionalmente se realizarán 15 equipamientos en presas de la Comisión Nacional del Agua por MXN\$9,200 millones¹⁷.

En términos de la ampliación de capacidad de generación nuclear, se estipuló que entre junio y agosto CFE tendrá los resultados de la viabilidad de ampliar la capacidad de generación nuclear. Se estipulan dos posibilidades no excluyentes, una es la ampliación de capacidad de generación de Laguna Verde, y la otra es la de construir una nueva central nuclear en algún sitio sobre la costa del pacífico. La energía generada se dirigirá al centro-norte del país¹⁸. Específicamente se tiene lo siguiente:

Laguna verde.

Actualmente Genera 800MW con capacidad instalada de 1634MW en dos reactores que constituyen cerca del 4.3% de la generación total, produce en promedio de 13,000 MW al año y cuesta 40 centavos el kilowatt-hora, es el costo de generación más barato de todas las centrales de la CFE y tiene las siguientes características:

- Proyecto: Dos unidades generadoras adicionales de 1,400MW C/U.
- Costo Unitario: USD \$5 millones/MW
- Costo por Reactor: USD \$ 7,000 millones.

Costa del Pacífico.

Es un proyecto que se ha considerado desde hace décadas, aunque ha quedado relegado tanto por el costo que implica, como por el desastre reciente del reactor nuclear de Fukushima, en Japón. Lo poco que se ha dado a conocer del proyecto es lo siguiente:

- Dos unidades generadoras adicionales sin especificar capacidad.
- Cada unidad adicional a instalar 1,400MW a un Costo por Reactor USD \$7,000 millones.

¹⁷Mariano, Efrain. "Bartlett Anuncia Construcción de 33 Proyectos". *Energy Commerce*. Dec 9, 2019. Available at: <https://energyandcommerce.com.mx/bartlett-anuncia-construccion-de-33-proyectos/> Accessed, Jan 2020.

¹⁸Energía a Debate. "En Ocho Meses, Estudio de Ampliación de Capacidad Nucleoeléctrica". *Energía a Debate*. Dec 10, 2019. Available at: <https://www.energiaadebate.com/electricidad/en-ochos-meses-estudio-de-ampliacion-de-capacidad-nucleoelctrica/> Accessed, Jan 2020

El director de la CFE mencionó que están desarrollando 11 centrales eléctricas con capacidad de 6,544 MW que entrarán en función a más tardar en 2020. Adicionalmente, se convocará para desarrollar 7 centrales nuevas, de las cuales, 6 utilizarán gas natural y una comenzará con combustóleo para después mudarse a gas natural. Tendrán una capacidad de 3,762 MW e iniciarán su construcción en 2020 con una inversión de MXN\$58,643 millones. En total, serán 33 proyectos de generación eléctrica¹⁹.

Central	Ubicación	Capacidad MW
San Luis Río Colorado	Sonora	460
Baja California Sur	BCS	280
Baja California Sur VI	BCS	42
San Luis Potosí	SLP	805
Salamanca	Guanajuato	805
Dos Bocas	Veracruz	845
Mérida IV	Yucatán	493

En cuanto al Programa de Recuperación de Capacidad de Generación Hidroeléctrica, este es un plan de 18 proyectos de repotenciación de centrales con inversión de MXN\$10,446 millones y 15 equipamientos de presas de la CONAGUA y de la CFE con una inversión de MXN\$9,200 millones de pesos²⁰. A continuación se muestran las entidades federativas así como el proyecto de repotenciamiento:

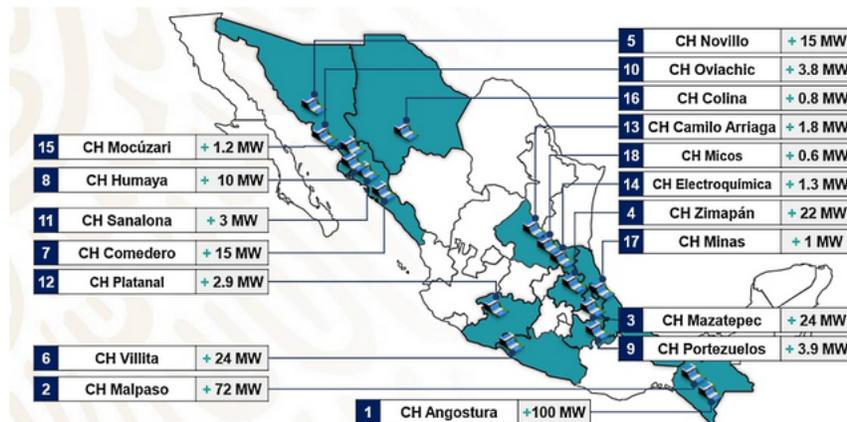


Figure 5.124: Programa de Recuperación de Capacidad de Generación Hidroeléctrica
Fuente: Energía a Debate con datos de la CFE.

Utilizando esta información se realizarán las siguientes modificaciones a los supuestos de BALMOREL

¹⁹Mariano, Efraín. "CFE Cumple Meta de Generar Energía: Bartlett". *Energy and Commerce* Dec 9, 2019. Available at: <https://energyandcommerce.com.mx/cfe-cumple-meta-de-generar-energia-bartlett/> Accessed, Jan 2020.

²⁰Energía a Debate. "CFE Detonará 33 Proyectos de Generación Eléctrica: Bartlett". *Energía a Debate*. Dec 9, 2019. <https://www.energiaadebate.com/electricidad/cfe-detonara-33-proyectos-de-generacion-electrica-bartlett/> Accessed, Jan 2020.

por el lado de la nueva política energética, es decir, excluyendo las modificaciones que nosotros realizaremos en lo que respecta a remover el supuesto de competencia perfecta.

1. Incremento de planta de carbón por 700MW y costo de 1,781 millones de dólares. El costo se tomó de una central de características similares que estaba estipulada para el 2019.
2. Adición de 3300 MW de capacidad en Hydro.
3. Adición de años antes de la decomisión a las plantas restauradas, es decir, 10 años más de servicio a ciclo combinado, Carbón, Diesel, Vapor Convencional, Geotérmica.

En términos de independencia energética, el jefe de la CFE afirma su intención por no invertir en fuentes renovables, dada su intermitencia. Asimismo, se ha mencionado que desean que la nueva refinería de Dos Bocas se consilide, pues una de las finalidades de la CFE es tener disponibilidad de combustible a bajo costo para la generación eléctrica. Sin embargo, el mismo director Bartlett asegura que el 75% de la generación depende del Gas Natural el cual se trae desde Estados Unidos (Texas principalmente) por su costo tan bajo²¹. La pregunta aquí sería ¿cómo el director Bartlett espera tener seguridad energética invirtiendo en centrales que utilizan un combustible que México no tiene y, peor aún, trae desde Estados Unidos, país con el que se encuentra en una constante y severa disyuntiva comercial?

Claramente depender el de entre 45-75% de la generación eléctrica de un socio comercial que frecuentemente demerita a México es un riesgo absoluto para la independencia energética, lo cual constituye una contradicción con discurso oficial en donde se asevera que la Administración Federal busca independencia energética. Pero aún si se decidiera producir todos los combustibles internamente, México no extrae gas natural suficiente, y si se desidiera producir diesel y combustóleo para las centrales eléctricas, el problema es que simplemente no hay centrales suficientes para abastecer la demanda que puedan utilizar estos combustibles, pues como ya se dijo, una parte muy grande de las centrales solo acepta gas natural. Dada la contradicción anterior, es menester buscar otras soluciones que otorguen mayor autonomía, se tenga seguridad energética en términos de poseer los combustibles en el país y que las centrales generadoras acepten esos combustibles. Claramente, una posibilidad son las fuentes renovables con hidroalmacenamiento más diversificación de geográfica, pues su combustible es la irradiación solar y viento, los cuales el país los tiene en abundancia, además de que como se ha mencionado anteriormente, la intermitencia puede ser mitigada de diversas formas.

²¹Energía a Debate. "CFE Detonará 33 Proyectos de Generación Eléctrica: Bartlett". *Energía a Debate*. Dec 9, 2019. <https://www.energiaadebate.com/electricidad/cfe-detonara-33-proyectos-de-generacion-electrica-bartlett/> Accessed, Jan 2020.

5.8.3 Escenarios.

En esta sección se plantean los escenarios que nos interesa estudiar así como los resultados de las simulaciones, dados los supuestos base. En esencia, nos interesa estudiar qué pasaría si se incrementara el costo de generación en un 100% consecuencia del fortalecimiento de la CFE y del hecho de que podrían ser sus centrales las que fijan el último precio en cada asignación, de forma en que son estas las que fijan el precio para todas las centrales asignadas, es decir, lo que nos interesa estudiar es qué pasaría en circunstancias extremas, en donde las centrales más ineficientes de la CFE fijen un precio alto. El modelo que utilizamos es BALMOREL con una adaptación para competencia imperfecta. El desarrollo general del modelo se presenta en el apéndice correspondiente.

5.8.3.1 Escenario 1: Base

En este escenario no se imponen restricciones salvo las antes mencionadas, en particular, destaca que aquí el precio es 2 veces más grande que el costo marginal. La finalidad de este escenario es tener un punto de partida contra el cual comparar el resto de los escenarios. En esta primera sección el resultado más importante es el portafolio eléctrico, para el cual, el modelo encuentra más barato invertir en tecnologías térmicas como turbogás, carbón para producir la mayor parte de la energía eléctrica (cerca del 50%). Para estas tecnologías, sus principales combustibles son Gas Natural, Diésel, Carbón, aunque de hecho, predominantemente es Gas Natural. El problema con esta selección de plantas es que la producción de Gas Natural ha caído constantemente en México y no ha habido inversión en exploración.

De hecho, a lo largo de todos los periodos de estudio el modelo pone como plantas principales a las térmicas no solares, lo cual tiene consecuencias. Por un lado, algunas de estas plantas suelen tener capacidad de rampa grande, como las turbogás, lo cual ayuda a asegurar la confiabilidad del sistema eléctrico ante variaciones inesperadas de la demanda.

Sin embargo, en el lado negativo, estas plantas suelen ser más caras en términos del gasto inicial y más contaminantes, además de que sus costos de Operación y Mantenimiento son altos, de donde, se esperaría que el precio de los usuarios finales sea alto. De hecho, esto es lo que se puede apreciar en los gráficos, la generación no logra reducir sustancialmente las emisiones, y por el otro lado, el precio promedio sube de manera constante a lo largo del tiempo.

Por otro lado, como se puede apreciar, las emisiones de CO₂ se mantienen constantes a lo largo de casi todo el periodo pero lo relevante es que el precio baja brevemente al año 2020 que es cuando entrarían en servicio las centrales limpias comisionadas previamente a la entrada de la administración presidencial que

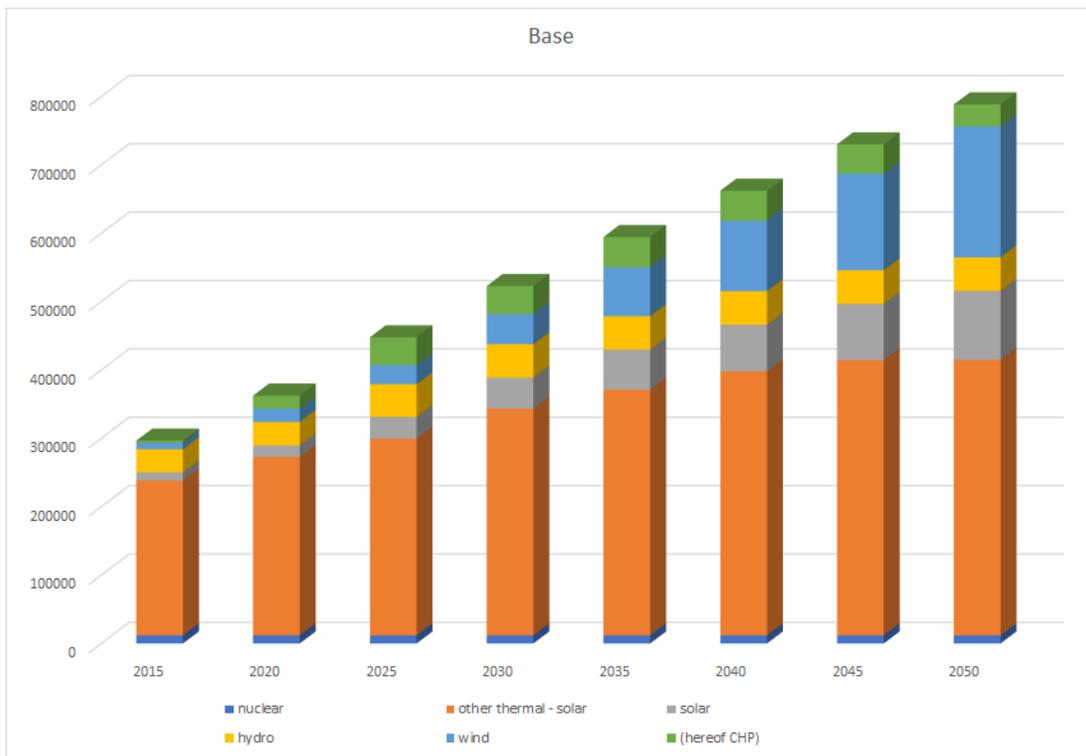


Figure 5.125: Mix eléctrico escenario base

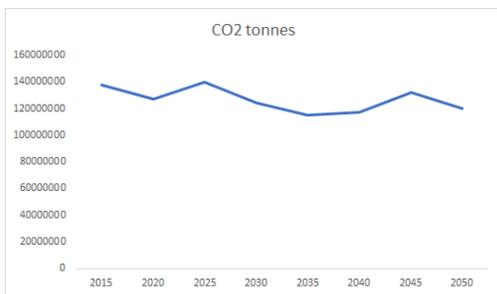


Figure 5.126: Emisiones de CO2

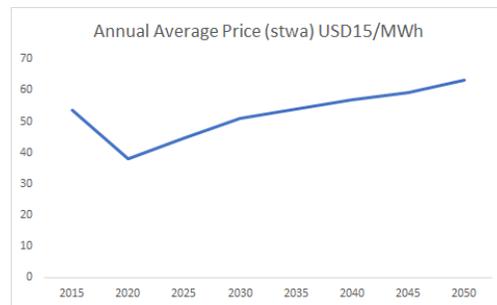


Figure 5.127: Precio Promedio

comenzó en 2018, para posteriormente incrementar las emisiones constantemente hasta el final del periodo de estudio consecuencia de no haber descomisionado las centrales sucias y viejas de combustóleo, diesel y carbón, sino de haber extendido su vida útil.

5.8.3.2 Escenario 2: CV 2 + BaU

Para este y el resto de los escenarios, en vez de imponer las restricciones sobre las emisiones, se pusieron sobre la porción de energías limpias sobre las cuales se le permite invertir al modelo. A este escenario se le denomina internacionalmente *Business as Usual* (BaU) asume el incremento lineal en el uso de tecnologías limpias en la generación hasta alcanzar el 50% en el año 2050. Como se puede apreciar en la matriz, la generación térmica sube hasta el año 2025 y comienza a bajar paulatinamente a partir de ese año. La razón del aumento es que ya hay plantas de este tipo comprometidas para comenzar operaciones las cuales no se pueden cancelar. A partir del 2025 se comienza a dar lugar a la generación solar, hidroeléctrica y eólica a un ritmo constante hasta el punto en que estas tres tecnologías ocupan alrededor del 60% de la generación.

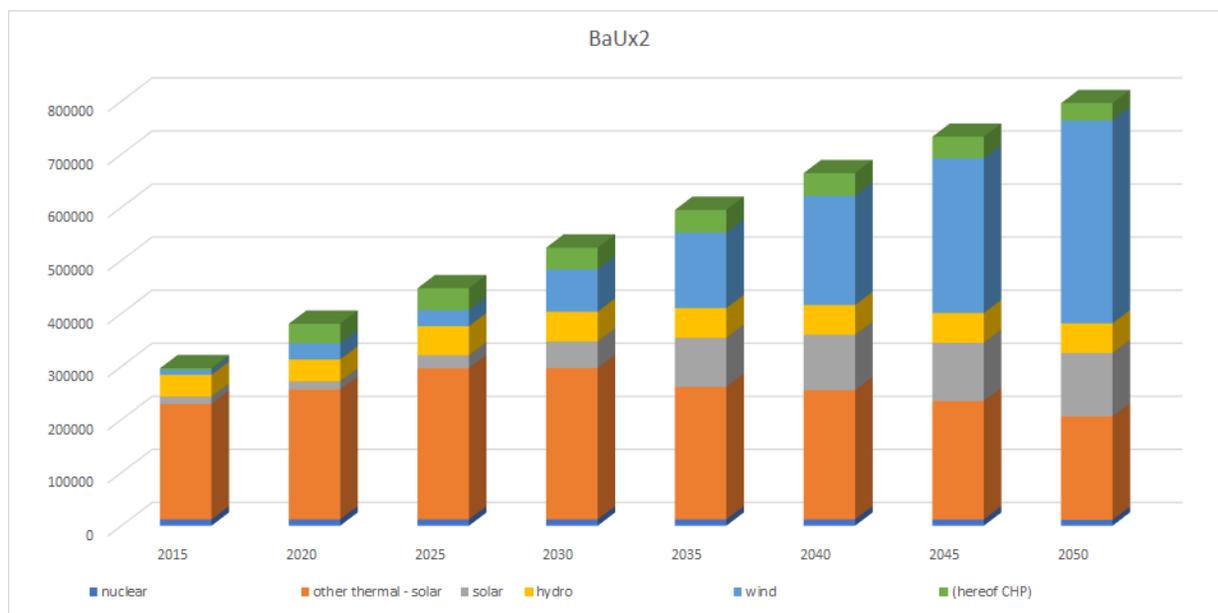


Figure 5.128: Mix eléctrico

El advenimiento de una alta concentración de energías renovables es patente en las emisiones de CO₂, pues como se puede apreciar, estas decaen radicalmente a partir del año 2030 en marcado contraste con el escenario base. Por otro lado, vale la pena mencionar que las emisiones no caen de forma constante sino que repuntan a partir del año 2020 es que las centrales contaminantes no han terminado su vida útil, estas comienzan a retirarse entre 2025 y 2030, año a partir del cual las emisiones comienzan a decaer constantemente.

Por último, donde no hay demasiada mejoría es en el precio, pues este tiene un comportamiento muy similar al del escenario base, es decir, baja ligeramente hacia el 2020 solo para continuar creciendo.

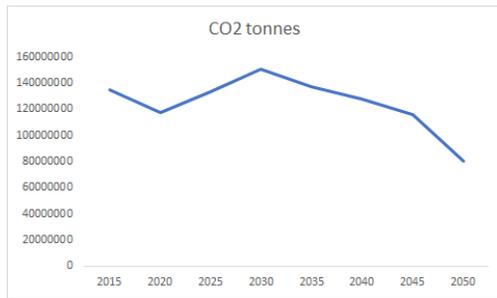


Figure 5.129: Emisiones de CO2

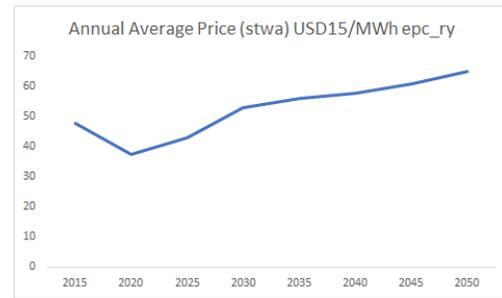


Figure 5.130: Precio Promedio

5.8.3.3 Escenario 3: CV 2 + DD

Este Escenario se denomina *Deep - Decarb* y fuerza un 75% de implementación de energías limpias al año 2050. A diferencia del escenario anterior, este invierte más en generación eólica que en solar. Dada la limitación de la cantidad de horas a carga completa de las energías solares, este escenario tiene mejores posibilidades de aportar confiabilidad al sistema.

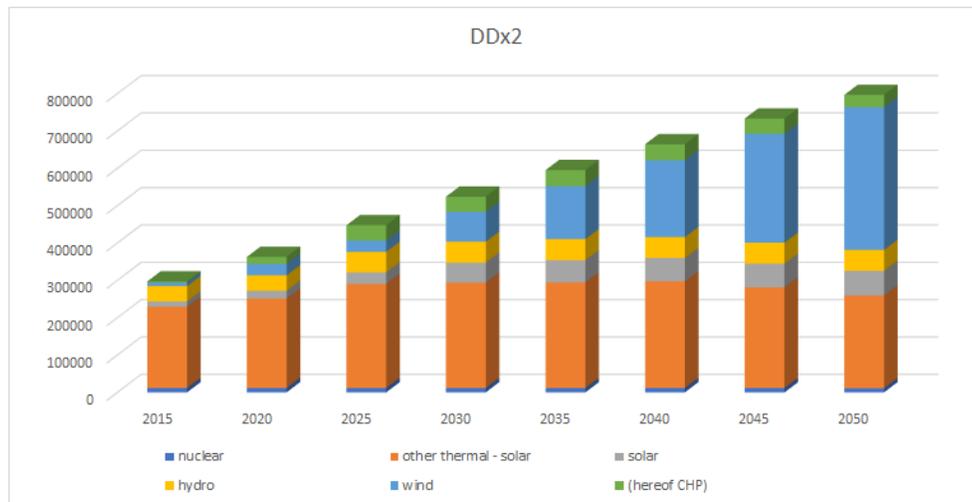


Figure 5.131: Mix eléctrico

En este escenario, las emisiones de CO2 caen hasta cerca de las 60k toneladas, lo cual es un nivel muy por debajo de lo establecido como meta en la Ley General de Cambio Climático. Por otro lado, el comportamiento del precio es similar al de los otros casos, salvo que parece ser un poco más plano.

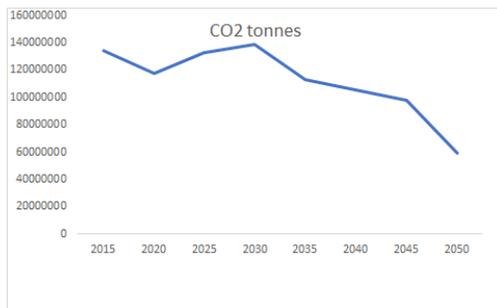


Figure 5.132: Emisiones de CO2

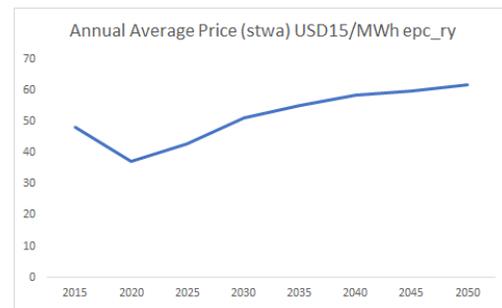


Figure 5.133: Precio Promedio

5.8.3.4 Escenario 4: CV 2 + NZ

En este escenario, denominado *Net Zero*, se fuerza el 99% de implementación de energías limpias. Empíricamente no es posible llegar al 100% de generación renovable pero sí de generación limpia, es decir, se incluye generación con gas natural pero el combustible o diesel ya no aparecen. Incluso podría ser posible considerar generación con carbón si se incluyera sistemas de captura y almacenamiento. Como se puede ver, la implementación de renovables es masiva, las eólicas ocupan más del 50% de la generación, que junto con solar e hidro ocupan cerca del 70% de la matriz. Asimismo, amplía considerablemente la capacidad de hidroalmacenamiento.

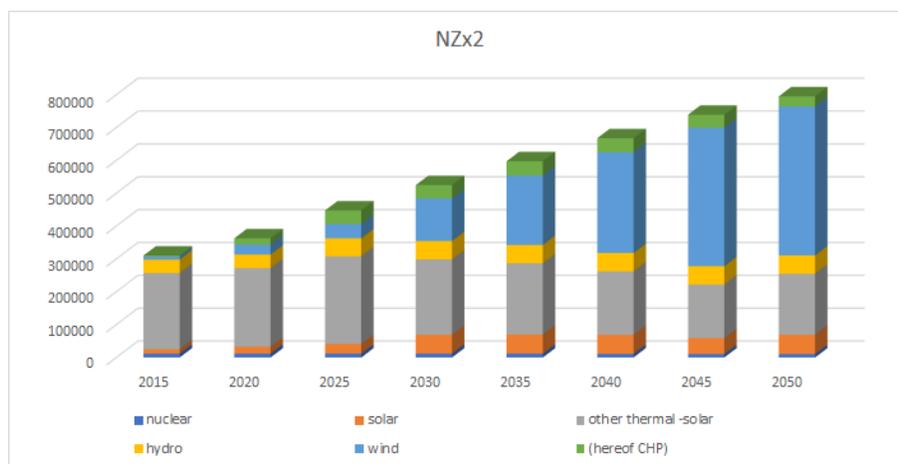


Figure 5.134: Mix eléctrico escenario base

La reducción en las emisiones es radical, estas bajan a cerca de las 20,000 toneladas al año 2050. Más aún, a partir del año 2040, año en el cual se decomisionan varias de las plantas de combustible fósil y entran más renovables, el precio comienza a bajar dados los bajos costos marginales de las renovables.

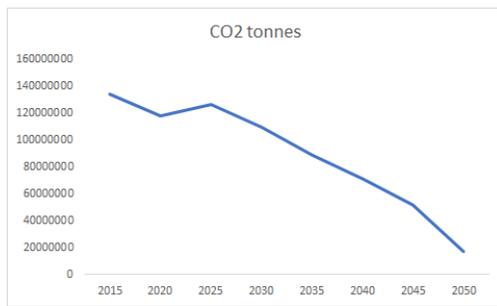


Figure 5.135: Emisiones de CO2

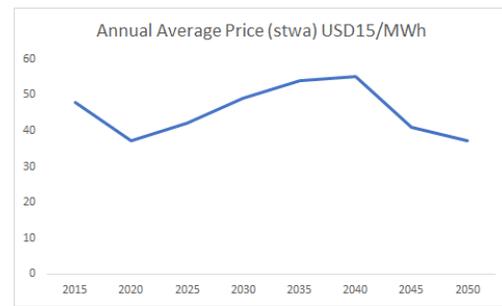


Figure 5.136: Precio Promedio

5.8.3.5 Escenario 5: Política Energética Actual.

En este escenario se toman en consideración las premisas que emergen de capítulo IV, la cuales provienen primeramente del intento que realizó la Comisión Federal de Electricidad con la finalidad de establecer sus centrales eléctricas como prioritarias en el despacho de generación, es decir, estando fuera de mérito. Adicionalmente, hubo otros intentos por adicionar beneficios a la CFE en la administración presidencial que comenzó en el 2018, uno de ellos fue la cancelación de las subastas de mediano y de largo plazo, lo cual complica la certeza que se solía dar a los inversores privados para construir nuevas centrales eléctricas.

Por si no fuera poco, se intentó adicionar una cantidad gigante de CELs a la CFE, con lo cual esta empresa saldaba su deuda pero mermaba el valor de los títulos en el mercado. Se intentó modificar las condiciones de transmisión para evitar que las centrales renovables pudieran mover su energía en la red; esto ocurrió consecuencia de que estas centrales son las primeras en ser asignadas dado su costo marginal tan bajo. Lo anterior trajo aparejada la cancelación de permisos para nueva centrales renovables así como la limitación el despacho que se les daba a las centrales ya existentes. Por otro lado, se ha mermado la autonomía de órganos reguladores por medio de asentar en cargos importantes de instituciones como la Comisión Reguladora de Energía y el CENACE a personas afines al régimen, sin importar que en repetidos casos se haya mostrado la poca formación académica y en muchos casos, la nula experiencia profesional relevante en el medio energético.

Los generadores privados han iniciado una ola de acciones legales contra el gobierno federal, las cuales han sido sumamente exitosas y eso es precisamente lo peligroso de este escenario, dado que la política de control y asignación prioritaria a la CFE ha fallado, el presidente López Obrador amenazó con una contrarreforma energética después de las elecciones del 2021. Si se consolida tal reforma, se puede esperar que impongan los cambios que han intentado realizar durante el 2019 y 2020 los cuales llevarían a la CFE a una posición no de participante ologopolista, sino a una posición en donde la CFE es el participante dominante, el cual fija precios y deja una pequeña parte del mercado a una franja de competidores. Este modelo es conocido como Modelo de Participante dominante o modelo de franja, como se presentó en el Capítulo IV.

Concretamente, el escenario asume que las centrales privadas, sobre todo las de energías renovables, ven sus costos incrementados de tal forma que en términos del modelo, tiene el efecto de no asignar estas centrales con tanta frecuencia. Asimismo se asume que la vida de las centrales de Carbón, Combustóleo y otras térmicas de la CFE no son decomisionadas sino hasta el 2035-2040. La razón de este supuesto es considerar la posibilidad de que la ideología del partido político MORENA permee al siguiente periodo presidencial que comenzará en 2024, esto si es que el presidente López Obrador no considera realizar las modificaciones constitucionales para reelegirse, lo que ampliaría la perpetuidad de esta nefasta política energética.

Adicionalmente, aún cuando la política energética verdaderamente cambie hacia el 2024, no se pueden construir nuevas centrales en poco tiempo, se necesita de entre 5 a 10 años para aprobar y construir nuevas centrales, dependiendo de su tecnología, y dado lo costosas que son, no se comisionan todas de una sola vez, sino que se hace de forma paulatina, en ocasiones a lo largo de décadas. Consecuentemente, aún cambiando de mentalidad energética para el periodo 2024-2030, no se verán resultados en el horizonte próximo de tiempo. Por último, al final del periodo de estudio se asume que el modelo intentará revertir agresivamente las políticas sucias de la 4T hacia energías renovables.

Para comenzar, la Figura 5.137 muestra que la matriz eléctrica no es capaz de incorporar cantidades importantes de renovables; en el año 2030 se comienza a invertir en eólica, dado su bajo costo y dado que toma relativamente poco tiempo en ser instalada, pero no es sino hasta el final del periodo de estudio que esta fuente generadora toma control de la matriz, substituyendo al grueso de las fuentes térmicas, sobre todo a aquellas basadas en carbón y combustóleo.

La Figura 5.138 muestra que las emisiones de CO₂ no descienden en los siguientes 20 años, sino que solamente comienzan a bajar hacia el final del periodo, cuando se asume que se revirtió la política energética de la 4T. Por último, la Figura 5.139 muestra que a partir del 2020, el precio de la electricidad comienza a subir y no baja a final de periodo posiblemente para compensar por la enorme inversión que se hace en cambiar las viejas centrales de combustibles fósiles por centrales eólicas.

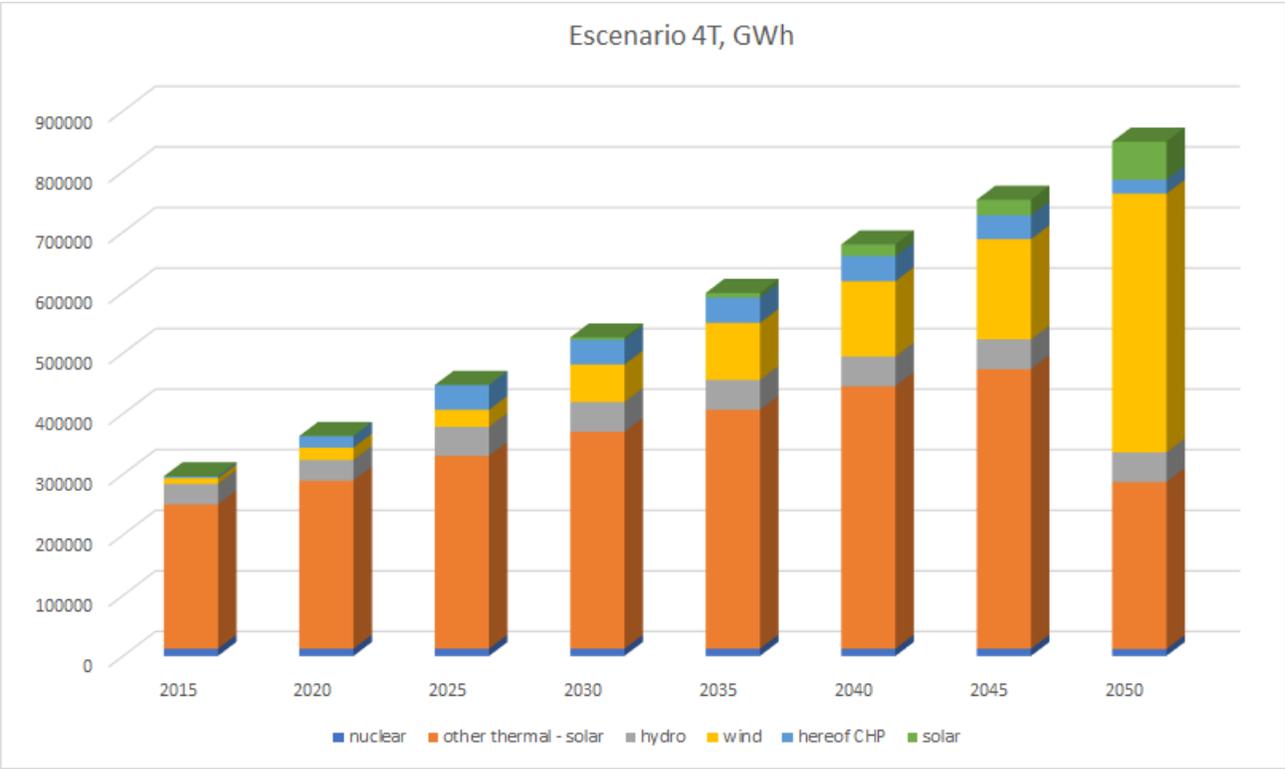


Figure 5.137: Mix eléctrico escenario 4T

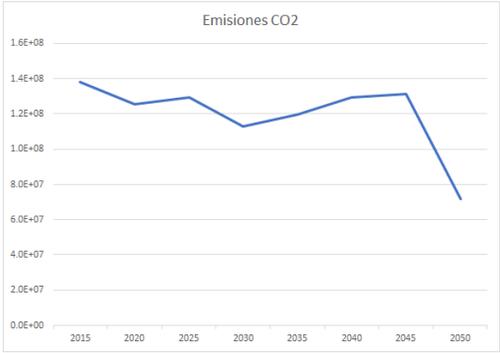


Figure 5.138: Emisiones de CO2, toneladas

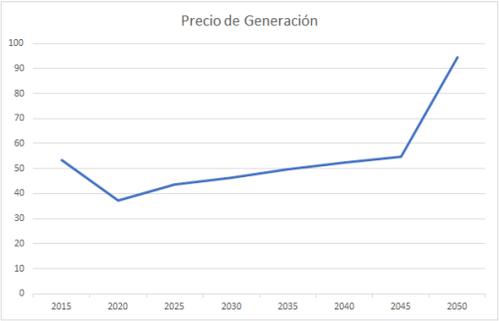


Figure 5.139: Precio Promedio Anual (stwa) USD15/MWh

5.9 Conclusiones.

Es posible tener una amplia penetración de renovables porque como se vio, México tiene los recursos geográficos para lograrlo más sin embargo, el camino para lograrlo no necesariamente es simple, aunque es claramente el camino recomendado para lograr un futuro energético próspero y con seguridad energética, para lo cual, se necesitaría contestar la siguiente pregunta ¿para qué necesitamos una amplia penetración de renovables?

Cambio Climático: La Simulación Climática del Capítulo V muestra que, para el caso Mexicano el futuro no será próspero bajo el supuesto de derretimiento del Permafrost en el que se liberarían entre 130-150 GtCO_{2e} al año 2100, se llega a que la gran mayoría del territorio nacional experimentará sequía extrema pues se esperaría un incremento de la temperatura de 2 °C en la zona centro y de hasta 3 °C, lo que complicaría enormemente la seguridad alimentaria del país, así como la seguridad hídrica. Lo anterior podría ocasionar migraciones masivas climáticas. Vale la pena mencionar que esto ocurre en el escenario conservador A1, si ocurriera el escenario A2, entonces los rangos de incremento de temperatura van desde 2.5 °C hasta 3.5 °C en las zonas del norte. Asimismo, la simulación muestra un incremento del nivel del mar de no menos de 50cm, así como un incremento en la concentración de CO₂. Consecuentemente, no atender el tema de cambio climático tanto como esté al alcance de México, es equivalente a hacer un corte en la yugular alimentaria del país.

Costo: La simulación de la matriz eléctrica mediante BALMOREL muestra que la única configuración que lleva a un costo más bajo del sistema es *Net-Zero*, aquella donde la penetración de renovables no es menor al 70% de la generación total en México.

Seguridad Energética: Dado que actualmente la generación depende fuertemente de combustibles fósiles, en particular del gas natural, el que México pueda generar electricidad en el largo plazo dependerá de la disponibilidad de los combustibles, como México tiene escasas fuentes de Gas Natural que es el principal combustible de las centrales Mexicanas, la generación futura dependerá de que alguna otra nación nos provea de esta fuente, lo cual, al no depender de una decisión en México dependerá de la política energética internacional así como de los vaivenes de los precios en los mercados financieros internacionales, los cuales México no controla. Consecuentemente, si se desea aportar seguridad energética a la matriz eléctrica, una alta penetración de renovables así como importantes cantidades de almacenamiento serían una clara solución pues no dependeríamos de la política energética internacional ni de los precios de los combustibles en el extranjero.

Por otro lado, en el mismo tenor de la seguridad energética está el aspecto de la conservación, es decir,

de explotar nuestros recursos naturales como el petróleo el día de hoy, como lo estipula la política energética de la administración de la 4T comprometería la disponibilidad de los mismos para futuras generaciones, lo que enfatizaría la intención de una alta penetración de renovables.

Como se dijo al inicio, el camino para lograr un portafolio eléctrico renovable no es sencillo, primeramente comentaremos acerca de las cuestiones referentes a la intermitencia que encontramos y posteriormente comentaremos respecto a la mitigación:

Intermitencia: Se utilizó un análisis de valores extremos para caracterizar la intermitencia, esto se realizó para cada fuente generadora, así como en conjunto utilizando las técnicas de *Block-Maxima* y *Peaks-Over-Threshold*. Se utilizaron los datos negados con la finalidad de interpretar como intermitencia a un valor extremo. Para los datos en conjunto, es decir, una sola serie adicionando solar y eólica, se encontró que, por la primera técnica, la distribución que mejor ajustó fue una Pareto, para la cual, la probabilidad de un evento extremo de baja intensidad (intermitencia) es de 1% en un año dado, en tanto la probabilidad de un evento extremo de gran intensidad es de tan solo 0.6%, con un nivel de retorno de 3,690 a 2 años y 18,133 a 100 años. El que la existencia de extremos sea tan baja se debe a que trabajando en conjunto, la ausencia de generación solar puede ser suplantada por la eólica y vice versa, siempre y cuando exista una adecuada geodiversificación.

Al estudiar la intermitencia multivariada se encontraron buenas noticias. Para comenzar, se encontró que las variables tienen un amplio grado de independencia, lo que es positivo pues lo que no se necesita es que cuando la generación eólica sea baja, también lo sea la solar. Asimismo, existen muy pocos valores en los cuantiles grandes del modelo, lo que implica que hay pocos valores extremos, consecuentemente, las colas de la distribución no son pesadas; adicionalmente, el coeficiente de cola es de 0.4, que no es tan grande.

Solo quedaba un tema en el aire, el de dependencia asimétrica. Esto lo estudiamos mediante un análisis de Cópulas. Se estimaron las pruebas de bondad de ajuste para todas las elípticas, las arquimedeanas más importantes y todas las cópulas de valores extremos con la finalidad de detectar la estructura de dependencia que mejor representa el fenómeno a estudiar. Se encontró que la mejor cópula es una T con colas ligeras. Esto nos dice que no hay dependencia asimétrica, y que la dependencia entre energía solar y eólica no es fuerte, si lo fuera, no podríamos introducir grandes porciones de renovables pues llevarían a intermitencia.

Habiendo caracterizado la intermitencia, continuamos a técnicas para su mitigación, siendo los métodos más importantes el almacenamiento, diversificación geográfica y variación de pesos en la matriz eléctrica.

Se utilizó el modelo de Markowitz para encontrar el portafolio de mínima varianza así como el de máximo retorno. Lo anterior se aplicó tanto por cada tipo de fuente de generación y también a ambas fuentes generadoras incluyendo un horario completo de generación. Se encontraron los porcentajes a invertir en cada región dependiendo de la estrategia que se decida usar, una conservadora o una agresiva; se presentó el portafolio óptimo en términos de geodiversificación que llevan a una reducción de estas intermitencias. En cada caso, en vez de considerar la intermitencia como un problema, mediante una adecuada diversificación se puede ver como una oportunidad a explotar.

Por último, se consideraron cuatro escenarios de generación y se calculó el factor de expansión de cada uno. El portafolio más fácil de manejar resultó ser el de carga base/intermedia 40% con 20% de energía solar y el resto de eólica, para el cual, solo se tiene que expandir 30% más que la demanda total con la finalidad de que nunca la demanda sea mayor que la oferta. Alternativamente, se podría optar no por aumentar la capacidad instalada sino por incorporar en esta proporción la cantidad de almacenamiento. La segunda mejor opción es una enteramente de renovables, 80% solar y 20% eólica. Esto se comenta meramente como una curiosidad académica pues es difícil que un sistema con tales características pueda ser viable en cuando se utilizan otras métricas, sin mencionar que requeriría casi esa misma porción de almacenamiento (80% de la demanda) para poder operar con confiabilidad.

Habiendo considerado los factores más importantes de la intermitencia continuamos a la estimación de la matriz eléctrica. La implementación del escenario NZ parece muy ambiciosa, pero es el único que reduce sustancialmente el precio de generación y por tanto, el precio al consumidor hacia el final del periodo de estudio. Adicionalmente, la reducción de emisiones es muy sustancial, y dado que el resto de las industrias generadoras de Gases de Efecto Invernadero, como el transporte o como la industria agroalimentaria hacen tan poco por reducir sus emisiones, parece más que palpable que el sector eléctrico compense por los pocos esfuerzos del resto. Por otro lado, dado que es el único escenario que se aleja sustancialmente del gas natural (el cual México importa de los Estados Unidos), o bien de cualquier otra fuente fósil, es el que mayor seguridad energética trae al país. Lo anterior es patente dados los recientes conflictos comerciales que se han suscitado entre Estados Unidos y otras naciones, particularmente México.

Adicionalmente, el *curtailment* en México es muy bajo, de menos del 3%, lo cual es uno de los factores que dan pauta a una amplia implementación de energías renovables, de donde, dados los beneficios del escenario NZ en términos de seguridad energética, reducción de precios, reducción de emisiones y cumplimiento con la demanda esperada, esta es la matriz que mejor se ajusta a aquella que hipotética cuyo precio esta entre aquel de monopolio y competencia perfecta, que no pierde beneficio social en tanto satisface la misma demanda que aquella de competencia perfecta, donde el precio es mayor al costo marginal y por tanto, se

ajusta mejor a la realidad de la industria eléctrica, consecuentemente, esta es la matriz que se recomienda ante los tomadores de decisiones energético-económicas.

Como se mencionó anteriormente, tanto el escenario base como BaU y en cierta medida DD, dependen mucho del gas natural y los actuales conflictos comerciales muestran lo frágil que podría ser esa dependencia, de donde, el escenario que mayor seguridad energética aporta es NZ.

La política energética a la que México se ha encaminado actualmente con la 4T, es posiblemente una de las peores decisiones que se han podido tomar tanto en términos ambientales, como de seguridad energética como en términos financieros. Esto se debe a que las energías renovables son de las más baratas que hay en el mercado, y si se combinan con los métodos de mitigación antes vistos, se podría implementar un portafolio con alta penetración de estas energías sin intermitencia y aportando Seguridad Energética. Se tendría seguridad dado que México no estaría dependiendo del precio internacional de los combustibles que no poseemos para generar electricidad, tal es el caso del gas natural. Por consecuente, si en verdad se busca eliminar la intermitencia y darle seguridad energética al país como lo ha manifestado en repetidas ocasiones el presidente López Obrador, se debe virar en sentido apuesto a la política energética actual.

Por otro lado, México aporta actualmente cerca del 3.5% de las emisiones globales de CO₂, del cual, el 60% corresponde a la industria energética y del cual, el sector eléctrico aporta el 21% de las emisiones, es decir, el sector eléctrico mexicano aporta el 0.448% de las emisiones globales de CO₂ y por más que estas emisiones se reduzcan a la mitad, no va a ser consecuencia de este esfuerzo que se evite el cambio climático en el contexto en el que Estados Unidos renunció a los acuerdos firmados en la COP21 y China sigue aportando más del 20% de las emisiones de CO₂.

Resta puntualizar que no se está implicando que México debe de invertir bastos recursos económicos en remover las emisiones de CO₂ y otros gases de efecto invernadero en este contexto, lo que sí se implica es que por el bien de la calidad del aire y de la seguridad energética nacional, este es el escenario que conviene a México.

Adicionalmente, la forma en como podría funcionar con la tecnología actual el uso extensivo de renovables es mediante la implementación de hydro-pumping como tecnología de almacenamiento. Actualmente, México tiene tres de estas unidades que pueden almacenar cerca de 600MW, hacia el año 2050 esta capacidad tendría que aumentarse dramáticamente, sin mencionar que es de vital importancia el incrementar la conectividad y capacidad de las redes de transmisión y distribución para poder lograr implementar el escenario NZ. Aparte de estas consideraciones, este escenario es totalmente factible, como lo establecen (Martin-del Campo et al.,

2018), y (Dupont and Togeby, 2016).

Por último, se desea hacer énfasis en otro par de aspectos que implicarían una transición hacia un sistema energético verde, estos son la sostenibilidad en términos de la disponibilidad de materiales necesarios para la elaboración de los generadores limpios y en segundo lugar, los aspectos sociales y aquellos asociados a la corrupción. Una transición verde implica la explotación de importantes cantidades de minerales lo cual tiene como consecuencia una posible contaminación por materiales pesados en las zonas aledañas a las minas. Como la actividad minera tendría que expandirse, si no se hace énfasis en una actividad minera responsable y bien regulada, se podría tener como consecuencia la contaminación de mantos acuíferos y zonas cultivables, así como también podría tener consecuencias adversas en la salud de las personas que residen en zonas cercanas a las minas. Para evitar lo anterior, una alternativa que se ha sugerido es el reciclaje de materiales para la elaboración de aerogeneradores y en la medida de lo posible, de paneles solares.

Por último, en el Capítulo III se revisaron diversas posibilidades en donde los participantes de mercado, empresas y gobierno, pueden comportarse de forma no ética para obtener un mayor beneficio. Particularmente llama la atención el enorme rango de opciones que tienen los participantes para ejercer poder, limitar o forzar la implementación de una tecnología u otra. Lo anterior ha llevado a la existencia de conflictos sociales entre algunas de las comunidades en donde se han construido nuevas centrales eléctricas, tanto térmicas como renovables. Lo que se quiere enfatizar en este punto es que, la factibilidad de implementación de una tecnología de generación no se limita a la factibilidad técnica, ni legal, ni económica, sino que esta puede haber pasado exitosamente los anteriores puntos y quedarse estancada en la implementación social, en no dialogar correctamente con las comunidades o en engañarlas, como ha ocurrido recientemente y como se ha documentado en el Capítulo III.

Chapter 6

Apéndice A: Glosario

Capacidad: Es la salida máxima que un generador puede producir, por ejemplo, si su placa de fabricación estipula 70 MW, esa es la cantidad máxima en generación continua.

Capacidad de crédito: Es la proporción de la capacidad de generación de una unidad que se le considera firme. Por ejemplo, un aerogenerador que puede generar 1MW a máxima velocidad de diseño suponiendo que el aire fluye constantemente no generará tal cantidad de electricidad si el aire solo fluye a intervalos interrumpidos de tiempo, por ende, interesa saber qué cantidad de energía podría ser considerada como lo mínimo que genera en un histórico de datos para poder considerar como generación firme.

CRE: Comisión Reguladora de Energía. Es el órgano regulador en materia energética que tiene por como uno de sus objetivos promover el desarrollo eficiente del sector y del suministro confiable de hidrocarburos y electricidad.

CENACE: Centro Nacional de Control de Energía, tiene como objetivo ejercer el control operativo del Sistema Eléctrico Nacional, operación del Mercado Eléctrico Mayorista y garantizar el acceso abierto a la red eléctrica.

Certificados de Energías Limpias: Se definen como: "aquel título emitido por la Comisión Reguladora de Energía que acredita la producción de un monto determinado de energía eléctrica a partir de energías limpias". Este, tiene la finalidad de alcanzar los requerimientos de energía limpia en la matriz energética. Cada año se dicta el porcentaje de energías limpias que deben de producir los generadores; si no lo hacen, los generadores deberán comprar la cantidad de energía eléctrica faltante en Certificados de Energía Limpia. De no comprar el remanente, y por ende, de no cubrir la cuota de energía generada por fuentes limpias, los generadores deberán pagar una multa equivalente al precio máximo de los certificados. Asimismo, se crea

un mercado para los CEL's.

La creación de CEL's tiene la función de incentivar el uso de fuentes limpias ya que los generadores tienen dobles incentivos para utilizar fuentes limpias. En primer lugar, tienen el ingreso por venta de electricidad y en segundo lugar, pueden vender los certificados. Adicionalmente, algunas fuentes renovables como eólica o fotovoltaica, tienen costos marginales muy bajos, lo cual las hace incluso más competitivas.

Corriente eléctrica: Es el flujo de carga eléctrica por un medio conductor, o bien, es el flujo de electrones entre dos puntos de un conductor que se encuentran a distinto potencial eléctrico. Cuando el medio es sólido se mueven electrones; cuando es líquido se mueven iones, y en gases pueden ser iones o electrones.

Demanda Controlable: Definida por la LIE como la demanda que los usuarios finales ofrecen reducir -por instrucciones de CENACE- para preservar la confiabilidad del Sistema Eléctrico Nacional, que puede ser utilizada para cubrir los requisitos de Potencia.

Derechos Financieros de Transmisión: De forma similar al mercado de derivados, estos derechos son coberturas de precios para cada nodo. Los poseedores tienen el derecho y obligación a pagar o cobrar, dependiendo sea el caso, la diferencia de precio que resulte de enviar electricidad desde el nodo de origen al nodo destino.

Despacho Económico: Se refiere a establecer cuales centrales eléctricas entrarán en servicio en un momento dado, e igualmente se refiere a establecer el precio fijo para todos los generadores eléctricos, el cual será igual al precio subastado por la última unidad en ser despachada. Más específicamente, se despacha a aquellos generadores con menor costo marginal o variable.

Distribución: Cuando la tensión de la línea no sobrepasa los 69 kV, de otra forma se le denomina Transmisión.

Factor de Capacidad: También se le denomina factor de planta, es el cociente entre lo que una unidad es capaz de generar a máxima producción y lo que la unidad realmente generó. Así, esta cantidad es la fracción de la capacidad total que realmente se está utilizando.

Generador: Permisionario que puede producir más de 0.5 MW; pueden participar en las subastas de largo plazo.

Intensidad eléctrica: Es el caudal de corriente eléctrica, es decir, la velocidad del desplazamiento. En el Sistema Internacional se mide en Culombios por segundo (C/s)= Amperio (A)

Potencia: Es una clase de cobertura que ofrecen los generadores. En ella, se comprometen a asegurar la disponibilidad de producción de energía para ofrecerse en el futuro en el mercado de corto plazo. Tanto Usuarios Calificados como Suministradores tiene la obligación de comprar una cantidad de Potencia según los establezca la CRE, y se puede adquirir en las subastas de mediano y largo plazo.

potencia (con p minúscula): Capacidad con que cuenta una Central Eléctrica para la producción de energía eléctrica. Otra forma de verlo es como la cantidad de energía que se entrega por segundo de una fuente a un pozo, se mide en Watts que es 1 joule por segundo.

Precios Nodales: Parte de la importancia de establecer precios nodales es para tomar en cuenta la congestión en la red y de las pérdidas de transmisión.

Servicios Conexos: se considera los siguientes.

1. Reservas operativas.
2. Reservas rodantes.
3. Regulación de frecuencia.
4. Regulación de voltaje y de potencia reactiva.
5. Arranque de emergencia.
6. Operación de isla.
7. Conexión a bus muerto.

Productos Asociados: Estos son productos necesarios para el correcto funcionamiento del mercado eléctrico. No es energía eléctrica lo que se vende, sino productos para que el mercado funcione mejor. Todos son negociados en el Mercado Eléctrico Mayorista, así como en contratos. Estos productos son:

1. Potencia.
2. Certificados de Energías Limpias.
3. Servicios Conexos.
4. Demanda Controlable.

Sistema Eléctrico Nacional (SEN): La totalidad del país esta conformado por cuatro sistemas eléctricos, tres de ellos en Baja California y uno central en todo el resto del país, los sistemas eléctricos son:

- Sistema Eléctrico de Baja California.
- Sistema Eléctrico Mulegé.
- Sistema Eléctrico Baja California Sur.
- Sistema Interconectado Nacional.

Sistema Interconectado Nacional (SIN): Es el sistema eléctrico comprendido entre Puerto Peñasco, Sonora, hasta Cozumel, Quintana Roo, es decir, es todo el Sistema Eléctrico Nacional menos aquellos ubicados en Baja California.

Suministradores de Servicios Básicos: Suministradores que llevan el servicio a aquellos que no participan en el Mercado Eléctrico Mayorista.

Suministradores de Servicios Calificados: Proveedor de servicios de comercialización de energía eléctrica. Compran electricidad en el Mercado Eléctrico Mayorista y la venden a los Usuarios Calificados.

Transmisión: La definición varía al rededor del mundo dependiendo la jurisdicción, pero la idea es que, altas tensiones se le denomina Transmisión y cuando la energía se va a entregar a los centros de carga, se tiene que bajar la tensión y es cuando se le denomina Distribución. En el caso Mexicano, se denomina Transmisión cuando la tensión es mayor o igual a 69 kV.

Usuario Básico: Usuarios no registrados ante la CRE, a diferencia de los Usuarios Calificados. No pueden participar en el Mercado Eléctrico Mayorista así que compran electricidad a Suministradores de Servicios Básicos.

Usuarios Calificados: Es un usuario registrado ante la CRE que cuenta con centros de carga de más de 2MW. Pueden participar en el Mercado Eléctrico Mayorista, es decir, pueden participar en el mercado del día en adelantado y el de tiempo real

Chapter 7

Apéndice B: Otras Técnicas de Manipulación

A continuación se mencionan algunas otras de las estrategias utilizadas por Enron y por JPVECM, en el caso de manipulación de precios en su contra.

7.0.1 Estrategia: Uso de Servicios Auxiliares.

El manipulador manda ofertas en el mercado del Día en Adelante por el Servicio Auxiliar *Regulation Down* (*Reg Down*); en México se les conoce como *Servicios Conexos de Reserva Rodante*. El Manipulador ahora manda ofertas en el Mercado de Día en Adelante por exactamente las mismas horas por las que mando en *Reg Down* a precios sustancialmente más altos, entre dos y tres veces mayores a los precios de mercado.

El resultado es que el operador respeta las ofertas *Reg Down* y también le asigna generación en el Mercado de Día en Adelante para satisfacer la energía necesaria a la que se comprometió a aportar en los servicios auxiliares. Como este tipo de servicios son prioritarios dado que son servicios de confiabilidad del sistema, el operador usualmente tiene que pagar el precio al que oferta el generador, en este caso más alto al de mercado.

En el caso de CAISO, el precio de mercado estaba cerca de \$30MWh, y el precio que CAISO pagó fue de entre \$60MWh - \$88MWh.

7.0.2 Estrategia: Variante de Compensación por Rampas.

El manipulador manda ofertas al Mercado de Día en Adelante entre muy bajas y muy altas de forma alternante. En el caso de MISO, JPMVEC mandó ofertas muy bajas, de alrededor de \$10MWh en las horas impares, y de \$178MWh en las horas pares.

El manipulador de precio apunta a cobrar compensaciones por rampa de tal forma que con las horas impares consignan la asignación del despacho de energía y con las horas pares consigan el precio de rampa de \$178, el cual es muy superior al de mercado.

Resultado: MISO detectó la estrategia, canceló las compensaciones *make-whole* y JPMVEC perdió \$139,000 en ese día.

7.0.3 Estrategia: Abuso de Compensación de Aseguramiento de Pagos en el Mercado del Día en Adelante.

La filial financiera de JPMVEC mandó ofertas muy bajas, incluso negativas en el mercado del día en adelante en MISO; a su vez, mandaron ofertas positivas en el mercado en tiempo real. El operador ordenó que las unidades redujeran su nivel de operación a su nivel más bajo en tiempo real (*dec'ed the units*).

El abuso ocurre de la siguiente forma. Algunos operadores como MISO ofrecen una garantía de Aseguramiento de pago den el Mercado del Día en Adelante, por medio de la cual, si alguna unidad es obligada a reducir su generación (*DEC'ed down*), el operador compensaría al generador por el ingreso que no esta percibiendo por concepto de esta reducción. Esta compensación se calcula de la siguiente manera:

$$(\text{Monto en MW del dec} - \text{down}) *$$

$$(\text{Diferencia entre el Precio Local Marginal de Tiempo Real}$$

$$\text{menos del Mercado del Día en Adelante})$$

Por un lado, lo que le conviene a un generador es que el *DEC-down* sea muy grande, y eso lo pueden obtener generando el día de hoy una cantidad significativamente mayor que el *Pmin*. Por otro lado, como se paga la deferencia en precios, al generador le conviene que la diferencia sea grande, por ello es que mandan precios negativos, cero, o precios muy bajos en el mercado del día en adelante.

En el caso de JPMVEC, la empresa mando una oferta en el Mercado de Tiempo Real de \$30 y una oferta en el mercado de Día en Adelante de -\$15. Por ende, el operador estaba obligado a pagar los \$300 por la diferencia, es decir,

$$\$300 * (30 - (15)) = 300 * 45 = \$13,500$$

7.0.4 Estrategia: Uso de Tiempo Mínimo de Operación.

Esta estrategia se sustenta en el uso del Tiempo Mínimo de Operación en el periodo de tiempo entre el día 1 y el día 2. El generador puede fijar un Tiempo Mínimo de 12 horas, por ejemplo, para operar en las 2 últimas horas del final del día 1. Con la finalidad de ser asignado, el generador puede mandar ordenes a precios negativos, cero, o positivos pero muy bajos. Al ser asignado, el generador opera con pérdidas durante estas horas.

Sin embargo, para que el generador no pierda, manda ordenes con precios muy altos al día 2. Como tiene un Tiempo Mínimo de Operación de 12 horas, implica que las siguientes 10 horas en donde fue asignado al día dos le van a pagar más.

¿Cuánto más va a recibir el generador? depende de las reglas de operación del *pool* en donde participe. Una posibilidad es que el generador puede recibir el precio que mando para el día dos, y la otra posibilidad es que se aplique algún tipo de tarifa previamente definida por el operador para este caso.

CAISO sí tenía definida una forma especial de proceder para estas circunstancias. Procedía a asignar al generador a *Pmin* por las 10 horas del día 2 y le pagaba la tarifa máxima de Costo Mínimo de Carga, *Minimum Load Cost*, lo cual es el doble del costo actual estimado a *Pmin*.

7.0.5 Estrategia: Uso de Tiempo Mínimo de Operación + Auto-Asignación.

Supóngase que el generador tiene un Tiempo Mínimo de Operación de 24 horas, pero se auto-agenda para operar en el Mercado de Día en Adelante para una hora del día. A su vez, el generador manda ordenes a precios muy altos en el resto de las horas del día (por las 23 restantes).

Para un operador, es muy conveniente despachar al auto-asignado que ofertas que pasan por el *pool* para esa hora dado que los auto-asignados por lo general tienen un precio inferior. El punto es que como la unidad había declarado un Tiempo Mínimo de Operación de 24 horas, entonces el operador tiene que despacharlo por las 23 horas restantes.

Como en el caso anterior, la pregunta es ¿Qué precio recibe el generador? Dependiendo de la regulación en cuestión, el operador puede pagar el precio que estipuló el generador (el cual habría sido muy alto) o

como en CAISO, pagar el doble de su costo estimado a P_{min} por las 23 horas.

7.0.6 Estrategia: Cambio de Precio en Despachos excepcionales.

Por razones de confiabilidad, los operadores usualmente tienen la capacidad legal de despachar unidades a discreción, sin pasar por el proceso de asignación en orden-de-mérito mediante el mercado. Si el sistema eléctrico está bien diseñado, este tipo de despachos no es común, mas sin embargo, aun los *pools* de mejor nivel, como los norteamericanos o los británicos, eventualmente estos sistemas pueden llegar a presentar fallas.

Cuando una falla ocurre, y un generador es asignado, usualmente puede fijar el precio que desee. Esto ocurre puesto que, cuando se dan los despachos excepcionales, por lo general el despachador se encuentra en una situación de emergencia y no tiene otras opciones de despacho.

En el caso de CAISO, al enterarse JPMVEC de se les asignarían un despacho excepcional alteraron el precio de mercado de \$50 MWh a \$1,000 MWh.

7.0.7 Estrategia: Evitar ser Asignado en el Mercado para Asignarse en Despachos Excepcionales

Se trata de mandar ofertas a un precio muy alto, sustancialmente mayor que el precio de Mercado del Día en Adelante y el de Tiempo Real con la finalidad de no ser asignado y tener las unidades disponibles para despachos excepcionales a los precios altos a los cuales ofertaron en un inicio a los dos mercados.

En el caso de CAISO, JPMVE mandó ordenes al Mercado del Día en Adelante a \$250 MWh y de \$1,000 MWh al de Tiempo Real. Con precios tan altos, lo más probable es que el operador no los asignara siquiera en nodos con precio marginal alto. Sin embargo, el operador apuesta a que ocurra un Despacho Excepcional, al cual se le pagará al precio que este mandó, \$1,000 MWh no al precio de mercado asignado en el *pool*.

7.0.8 Estrategia: Virtual Bidding + FTRs.

El asunto central es que las ofertas puestas por la filial de J.P. Morgan, Constellation Energy Commission (CCG) eran *ineconómicas* en tanto éstas causaban divergencias de precios entre el MDA y el RT. Más aún, lo importante es que las ofertas virtuales crean demanda u oferta que previamente no existía, de donde, éstas transacciones no son meramente financieras sino que, podrían tener un efecto real en las variables de mercado.

Lo anterior ocurre dado que el operador de sistema puede decidir usar la demanda total pronosticada, la cual, incluye las demandas virtuales (DEC's - INC's ejecutados) considerando que posiblemente esta

demanda virtual contenga una cantidad grande de demanda real y por consiguiente, consiga desplazar la demanda total de último momento, es decir, de un día a otro como se muestra en la figura; de hecho, los DEC's sube el precio mientras los INC's bajan los precios, Ledgerwood Pfeifenberger (2013).

De lo anterior se puede decir que, si las ofertas virtuales se ejecutan, entonces efectivamente hay la posibilidad de alterar el precio del mercado de forma tal en que la oferta y la demandas reales son alteradas.

Como se mencionó anteriormente, los Derechos Financieros de Transmisión permiten a los poseedores de éstos cubrirse contra el riesgo de variación de precios entre dos nodos, a uno se le denomina *fuelle* o Nodo A ya que genera y a otro se le denomina *pozo* o Nodo B, ya que consume. Usualmente estas variaciones son consecuencia de la congestión en las líneas de transmisión. Recuérdese también que en Derechos Financieros de Transmisión son instrumentos financieros equivalentes a contratos por diferencias pero entre dos nodos.

Cuando el operador estipula que la demanda en un nodo B es mayor que la que se puede generar localmente y mayor a la capacidad de transmisión desde un nodo A entonces el precio de congestión cae en el nodo A (*fuelle*) y en el nodo B o *pozo* el precio se incrementa. Cuando esto ocurre, habrá participantes de mercado que deberán pagar más de lo que habían estimado inicialmente. En consecuencia, para protegerse de éstas variaciones es que los participantes pueden adquirir DFT o FTR, pues éstos instrumentos pagan $((\text{Precio en el Pozo}) - (\text{Precio en la Fuente})) * \text{Cantidad}$ Así, dado que cuando existe congestión sube el precio del pozo y baja el de la fuente, el poseedor recibe una compensación por la divergencia de precios.

En principio, éstos productos son útiles a quienes participan directamente en el mercado, sin embargo, al ser los DFT instrumentos financieros, pueden ser adquiridos por Instituciones Financieras a pesar de que éstas no participen directamente en el mercado, es decir, no sean generadores, proveedores de servicios conexos, etc. Por ende, el fin de este último tipo de participante es la especulación. Por el lado positivo, la cantidad de FTR en un mercado dado es limitada dadas las limitaciones físicas de la red Ledgerwood Pfeifenberger (2013).

Estrategia: mandar DEC's en o cerca del pozo tiende a empeorar la congestión en el MDA en ese nodo, lo cual causa un incremento el Precio de Congestión del Día en Adelante. La finalidad es incrementar el diferencial de precios entre los nodos A y B.

En el caso ENRON, una variante de esta estrategia se le denominaba *Load Shift* y trata de mandar una orden de demanda artificial para crear congestión en ciertos nodos del sistema para incrementar el diferencial de los Derechos Financieros de Transmisión i.e. para recibir pagos de congestión entre zonas, (CAISO, 2002)

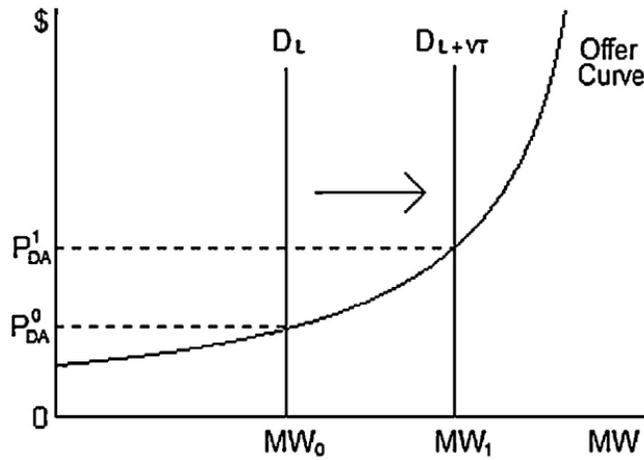


Figure 7.1: Efecto de Las Cargas Virtuales en el Precio.

Figura tomada de, Ledgerwood, Shaun. Pfeifenberger, Johannes. "Using Virtual Bids to Manipulate the Value of Financial Transmission Rights". *The Electricity Journal* Vol. 26, Issue 9, November 2013

7.0.9 Estrategia: Ofertas Bajas y Permitir la Existencia de Generadores Pequeños.

Dado el método de asignación basado en mérito, en principio, solamente los generadores más eficientes son los que pasan, de tal forma que el precio marginal es bajo y consecuentemente el precio final al consumidor es igualmente bajo. De esta forma, como los generadores más eficientes por lo general son los más grandes, pues tienen mayores recursos para invertir en plantas más modernas, entonces, solo se quedan en el mercado los generadores grandes y eficientes, posiblemente formando un oligopolio.

Sin embargo, no tiene mucho sentido para los generadores grandes competir por rendimientos pequeños, así que podrían optar por dejar vivos a algunos generadores pequeños lo cual les trae algunos beneficios. Para comenzar, el permitir que generadores pequeños continúen operando puede evitar que la autoridad reguladora los acuse de prácticas de poder de mercado.

Por otro lado, como los generadores pequeños tienden a ser los menos eficientes y son ellos los que tienden a enviar precios altos al *pool*, así que los generadores grandes podrían enviar propuestas con precios bajos para ser asignados siempre, e intentar que el precio marginal lo fijen los menos eficientes. Con ello lograrían un precio mayor que aquel que podrían lograr compitiendo solamente entre generadores grandes. Hipotéticamente, en la siguiente figura podrían lograr un precio tan alto como el de una planta de petróleo, en vez de obtener aquel de la planta de carbón.

Supóngase que hay una carga de 100 MW y que existen 5 generadores, A, B, C, D, E, donde A y B son grandes, tienen una capacidad de planta de 50MW cada una con precio de \$20MWh. En tanto C, D, E, son generadores pequeños cada uno tiene una capacidad de planta de 10MW y su precio de generación es

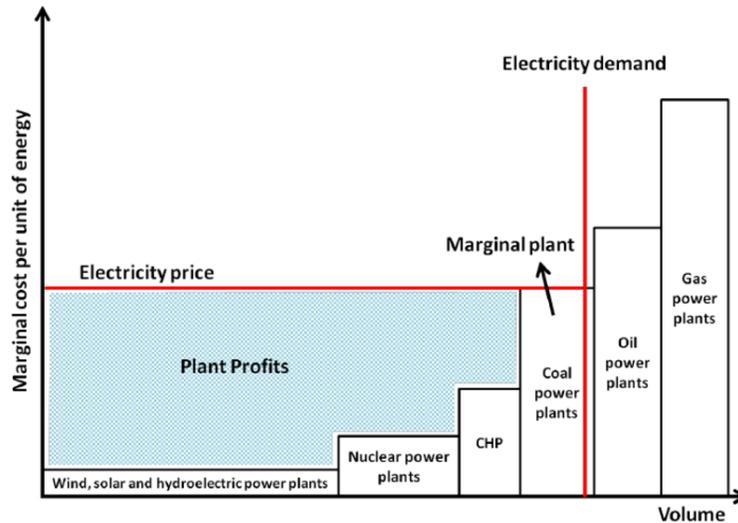


Figure 7.2: Despacho Basado en Mérito.

Figura tomada de, Sauvage, Jehan. Bahar, Heymi. (2013). "Cross-Border Trade in Electricity and the Development of Renewables-Based Electric Power: Lessons from Europe". OECD Trade and Environment Working Papers. 10.1787/5k4869cdwnzr-en.

de \$40MWh. Nótese que A y B podrían abastecer la totalidad de la demanda pero solo obtendrían $\$20 \times 50 = \$1,000$ cada uno. En contraste, si oferta cada uno a generar solo 40MW a \$20MWh, y dejan que dos de entre C, D o E abastezcan los 10MW restantes, son ellos quienes acaban fijando el precio marginal en \$40MWh. Por lo tanto, el nuevo ingreso tanto de A como de B es $\$40 \times 45 = \$1,800$ que es casi el doble que si compitieran entre ellos.

Por otro lado, sabiendo C, D, E que esta en el mejor interés de A como de B que sobrevivan, podrían entrar en una guerra comercial con A y B bajando sus precios para que el *pool* les asigne capacidad de generación completa. Sin embargo, si esto ocurriera, A y B podrían mandar precios más bajos, incluso negativos para ser asignados y aun si los generadores pequeños tienen éxito mandando ofertas a precios bajos, A y B tienen mejores posibilidades de ganar la batalla dados sus mayores recursos financieros y tenderían a sacar del mercado a C, D y E, por ende, éstas últimas no deberían tener el incentivo de sublevarse en contra de A y B, de donde, la sumisión ante ellas es completa.

7.0.10 Estrategia: Fat Boy, Inc'Ing Load.

También se le conoce como *sobreagendar demanda*, se refiere a agendar exceso de demanda, la ganancia viene del hecho de que los oferentes pueden recibir precio de mercado de tiempo real como tomadores de precios por energía otorgada sin la instrucción del operador.

Lo anterior se puede conseguir solamente generando energía en exceso en tiempo real, los importadores de energía eléctrica en una región o nodo pueden agendar generación importada contra demanda ficticia, lo cual crea una desviación en tiempo real y reciben el precio de tiempo real. Mas aún, cuando CAISO modificó la regla para evitar este comportamiento, cuando había desviaciones no instruidas por el operador, los generadores recibían el precio decremental que es el más bajo de las ofertas decrementales, si es que hay, y de hecho no se espera que haya cuando se está esperando un exceso de demanda, por ende se les termina pagando el precio de la oferta incremental.

7.0.11 Estrategia: Exportación de energía a otros sectores.

Cuando los precios de la electricidad son tan altos que llegan a los topes máximos, las compañías generadoras pueden exportar su energía a nodos o regiones vecinas al precio máximo que se alcanzó en su región.

En California, los resultados de un análisis hecho por CAISO mostraron que cuando el precio subía primero en California, este subía después en regiones aledañas.

7.0.12 Estrategia: Exportaciones Vacías.

Consiste en agendar exportaciones que, de hecho, el exportador no tiene pensado entregar. Si existe congestión entre las líneas, al generador se le paga ingreso por congestión. Posteriormente, cancela la exportación cuando se cierra el mercado de hora en adelante, para que no tenga obligación de entregar algo.

7.0.13 Estrategia : *Ricochet*.

También se le conoce como *Lavado de MW*. Consiste en exportar electricidad desde el PX ¹ a otra entidad pagándole una cuota; posteriormente esta entidad vende la energía dentro del mismo sistema o región en el Mercado en Tiempo Real, en donde obtiene ingresos por arbitraje. La razón de hacer ese lavado es que al revender la energía, el *ISO* no tiene la información para identificar las transacciones de tal arreglo.

Por otro lado, el termino *Ricochet* se usa de forma muy vaga y se cree que puede hacer referencia a otros tipos de practicas, por ejemplo, se cree que hace referencia a estrategias para evitar los topes de precios. Adicionalmente, se cree que este nombre podría hacer referencia a (CAISO, 2002):

1. Exportar energía del PX para revenderla dentro del sistema en RT sin revenderla a otra compañía como intermediario.

¹En algunos lugares del mundo como en Estados Unidos, los mercados eléctricos se hicieron a imagen de los mercados financieros, en particular, de productos derivados, de esta forma, un PX es el administrador del Mercado en Tiempo Real en California, toma ordenes de compra y venta, las ejecuta y despacha

2. Exportar energía de la que poseen los Centros de Carga dentro del mismo sistema y revenderla en el RT de ese sistema.

7.0.14 Estrategia: *Death Star*.

Fue una estrategia utilizada por ENRON, y precede la introducción de la EPCAct. Se denomina también asignaciones circulares y trata de ofertas, dos o más, que comienzan y terminan en la misma área de control. Esto no necesariamente resulta en un flujo de energía y la estrategia va tras las compensaciones por congestión que surgen al crear flujos artificiales agendando importaciones y exportaciones de energía.

En el caso del ISO de California, la estrategia tenía la finalidad de aprovechar el que el sistema de manejo de congestión se hace basado en los flujos contratados (virtuales por ejemplo) y no en flujos de electricidad que verdaderamente ocurren. Dado que el sistema no representa lo que realmente pasa, los flujos podrían no ocurrir de la manera en como están agendados.

En suma, la estrategia agenda un contraflujo de energía con el fin último de ir por la compensación por congestión. Simultáneamente, se agenda flujo hacia afuera del ISO en cuestión para cerrar el flujo, de tal forma que en realidad no se movió energía eléctrica y por lo tanto, el nodo sigue congestionado. Como las dos transacciones son tomadas simultáneamente, se elimina el riesgo y además al agente se le paga ayuda por congestión

7.0.15 Estrategia: *Get Shorty*.

Es otra estrategia utilizada por ENRON, y precede la introducción de la EPCAct. Comúnmente existen diferencias de precios de los servicios conexos *Ancillary Services* entre los mercados MDA y RT. Lo anterior es una forma legítima de arbitraje, al menos en CAISO. La estrategia se aplica

1. La empresa manipuladora se compromete a proveer servicios conexos en el mercado del Día en Adelante y posteriormente compra esos servicios en el mercado de Hora en Adelante (RT) donde usualmente son más baratos.
2. Vender servicios conexos en el MDA de importaciones donde ni siquiera hay generadores disponibles con la finalidad de comprar de vuelta éstos servicios conexos en RT a un precio menor.

7.0.16 Estrategia: *Wheel-Out*.

En esencia la estrategia es agendar contraflujos en líneas saturadas. El manipulador agenda flujos de transmisión sobre líneas que han sido estipuladas con cero capacidad y lo que obtiene es un contraflujo de energía

que tendrá que ser cortado por el ISO quien a su vez también tendrá que pagar al generador sin tener que despachar energía real.

De manera similar, en una exportación *non-firm*, el manipulador agenda energía desde un punto de partida en su región o nodo y agenda su exportación fuera de la región por líneas que sabe que están congestionadas para ser compensado por congestión. Cuando el manipulador recibe el pago retira su orden de envío de energía después de que se le hace el pago.

Chapter 8

Apéndice C: Aspectos Regulatorios en México

8.1 Ofertas Virtuales

Las Ofertas Virtuales son instrumentos financieros, es decir, no se intercambia electricidad; estos permiten a los participantes manifestar su intención de vender o de comprar energía en el Mercado del Día en Adelanto. Como ya se mencionó, esta posición se liquida en el Mercado en Tiempo Real mediante la operación opuesta.

Dado que en principio no se intercambia energía eléctrica, no se creía que este mercado pudiera afectar el precio del mercado en tiempo real de energía, sin embargo esto sí llega a ocurrir y por ende, este es un mercado objetivo para los manipuladores.

Las ofertas virtuales comprenden un aspecto muy importante en lo que se refiere a manipulación de precios. Como se mencionó, un manipulador siempre tiene el incentivo de alterar el precio. Y en lo que se refiere a ofertas virtuales lo podrían hacer sobrecargando las ofertas de compra o de venta en el Mercado del Día en Adelante, y utilizar un instrumento como los Derechos Financieros de Transmisión para hacer que la diferencia entre el precio del MDA y el precio del Mercado en Tiempo Real sea mayor a lo que naturalmente habría sido.

En el apartado 9.4.4 se hace mención solamente de la forma en cómo están estipuladas las ofertas virtuales (Compra y Venta), mas no se hace explícita alguna prohibición que pueda limitar comportamiento abusivo de sus participantes.

8.2 Transacciones Bilaterales

Transacciones Bilaterales (*self-scheduling*) permiten transferir su responsabilidad a participantes que no pueden cumplir con su obligación de generar una vez que estos fueron asignados. Éstas están permitidas en le MEM y estan estipuladas en el punto 9.9 de las Bases de Mercado. Están autorizadas en su modalidad de Transacciones Bilaterales Financieras, de Potencia y de Contratos de Cobertura Eléctrica.

8.3 Asignación de Unidades de Central Eléctrica de horizonte extendido

Varias de las estrategias de manipulación se basan en que el despachador permita la asignación de por una cantidad de días en adelante. Al respecto, el MEM permite este funcionamiento hasta por un horizonte de 7 días. Especificado en el punto 9.9 de las Bases de Mercado. En principio, el objetivo de hacer una asignación diaria por un periodo de 7 días, tiene la finalidad de hacer posible la notificación oportuna a los generadores, así como identificar cuáles no podrán detenerse, dados sus tiempos mínimos, cuando la demanda es baja.

Por otro lado, algunas de las estrategias dependen de los *uplift-payments* que son compensaciones que se les dan a los generadores cuando éstos no cubren sus costos ya sea en la asignación basada en mérito como en algunos casos donde ésta es fuera de mérito. Más aún, algunas de las estrategias de manipulación, buscan explícitamente obtener éstas compensaciones adicionales. Se esta forma, el punto 9.9.3 señala que la asignación en horizonte extendido, es elegible para solicitar Pagos de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto.

8.4 Derechos Financieros de Transmisión

En términos de manipulación de precios, alrededor del mundo, los Derechos Financieros de Transmisión (DFT) constituyen uno de los instrumentos financieros que de los que más se ha abusado. Como ya se mencionó, los DFT son instrumentos *duales* mediante los cuales, el poseedor del DFT tiene ambos, la obligación y el derecho de cobrar y pagar la diferencia entre los Componentes de Congestión Marginal de los Precios Marginales Locales en dos nodos, uno origen y otro destino. Estos pueden ser contratados bilateralmente sin la intervención del CENACE.

La idea es que éstos funjan como un instrumento de cobertura para los generadores por concepto de congestión. De ésta forma, un manipulador podría tratar de alterar el precio de alguno de los nodos mediante

Sin embargo, para evitar intentos de manipulación, al menos en el caso de los DFT legados, la base 13 establece que éstos solo podrán ser usados por los "titulares de Contratos de Interconexión Legados" o "Suministradores de Servicios Básicos". Es decir, a diferencia de otros *pools* donde cualquier agente económico puede negociarlos, pudiendo ser éstos especuladores, aquí solamente los involucrados tienen acceso.

De acuerdo con la base 13.3.2, habrá subastas para DFT de tres años y por temporada, así como aquellos para el mes siguiente y para el resto del año.

8.5 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelante.

Muchas estrategias de manipulación intentan exclusivamente maximizar el pago de Garantía aprovechándose de alguna debilidad en el cálculo de este pago. En el caso Mexicano, para el En el MDA la Garantía de Suficiencia de Ingresos es de acuerdo con la Base 17.3.3 a):

"su oferta de arranque y sus ofertas de operación en vacío, de energía incremental y de Servicios Conexos que corresponden a los programas del Mercado del Día en Adelanto, menos el ingreso de ventas del Mercado del Día en Adelanto...si el valor es positivo", (Secretaría de Energía, 2015a).

Es decir, lo que se está compensando es *costo – ingreso*, para que los generadores no incurran en pérdidas. Dado que la compensación es muy específica, es difícil para un manipulador poder abusar de ésta garantía.

8.5.1 Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado en Tiempo Real

Lo que se le paga al generador será la siguiente cantidad, siempre y cuando la diferencia resulte en una cantidad positiva, Base 17.4.4 b) i):

"(Los costos de operación en tiempo real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental del RT)-(Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real)", (Secretaría de Energía, 2015a).".

Para el caso de Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación, el pago que se hace es lo que resulte de la siguiente diferencia, siempre y cuando ésta sea positiva, Base 17.4.4 c):

“(Los costos de operación en tiempo real con base en su oferta de arranque, de operación en vacío y de energía incremental que correspondan al Mercado de Tiempo Real)-(Los ingresos por ventas en el Mercado de Tiempo Real), (Secretaría de Energía, 2015a)”.

Para el caso de la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Despacho de Generación, ésta será otorgada cuando el CENACE instruye a los generadores a operar a niveles diferentes al punto de su curva de oferta que corresponde al Precio Marginal Local, ese pago aplica para cuando se requiere la activación de reservas o por requerimientos de Confiabilidad, entonces, el pago es el siguiente, Base 17.4.4 c):

“(Precio Marginal Local del Mercado de Tiempo Real)-(Precio de su oferta para dicho nivel de producción), (Secretaría de Energía, 2015a)”.

Finalmente, para la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Instrucción de Paro Anticipado, el pago aplica cuando CENACE da aviso con anticipación y al generador se le abona la siguiente cantidad, Base 17.4.4 d):

Costo neto al Generador de cumplir dicha instrucción... se tomarán en cuenta los costos operativos incurridos, los abonos que resultan de volúmenes de energía y Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto, los abonos por las Garantías de Suficiencia de Ingresos por Asignación de Generación..., (Secretaría de Energía, 2015a).

Como se puede apreciar, existe toda una gama de compensaciones para los generadores, sin embargo, de la forma en como están estipuladas, es más complicado abusar de éstas como se hizo en CAISO o en MISO, dado que aquí los precios están restringidos a los costos, y las garantías son igualmente restrictivas.

8.6 Ley de la Industria Eléctrica.

En lo referente a nuestro estudio, la Ley de la Industria Eléctrica se refiere al impedimento de manipulación de precio y de prácticas de poder de mercado principalmente en sus artículos 104 y 105. De acuerdo con (Presidencia de la República, 2014):

El primer párrafo del artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que:

“los representantes de las Centrales Eléctricas ofrecerán al Mercado Eléctrico Mayorista la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía eléctrica, potencia y Servicios Conexos

en dichas Centrales Eléctricas, sujetándose a los parámetros operativos y obligaciones normativas de las mismas”, (Presidencia de la República, 2014).

Como se había mencionado anteriormente, esta restricción evita que el generador aumente artificialmente el precio de la electricidad por su escasez al restringir la generación.

Los siguientes apartados establecen el que los generadores no pueden usar *bidding strategies* al fijar el precio de la electricidad a los costos y al fijar los parámetros de las plantas de generación.

El párrafo segundo del artículo 104 de la Ley de la Industria Eléctrica establece que:

”las ofertas que los representantes de Centrales Eléctricas Realicen en el Mercado Eléctrico Mayorista se basarán en los costos de Dichas Centrales Eléctricas y Demanda Controlable, pudiendo ser menores a dichos costos, en los términos que definan las Reglas de Mercado. Párrafo Tercero, Cuando se incluyan en el programa referido en el artículo anterior, los representantes deberán basar sus ofertas en los costos de oportunidad que resulten de dicho programa, con sujeción a las Reglas del Mercado”, (Presidencia de la República, 2014)

En el párrafo quinto del artículo 104 se establece que:

“Los representantes de Centrales Eléctricas registrarán sus parámetros de costos y capacidades ante el CENACE. Los representantes de Demanda Controlable Garantizada registrarán sus capacidades ante el CENACE.””, (Presidencia de la República, 2014)

Al tener entonces que registrar sus parámetros y capacidades, los generadores tienen mucha rigidez al hacer sus ofertas, lo cual evita manipulación pero también complica la formación natural de los precios.

En el párrafo séptimo del artículo 104 se refiere específicamente al comportamiento manipulativo de mercado. Nótese que de forma similar a la FERC, se refiere a la manipulación de precios en términos muy generales para evitar que algún generador pueda encontrar un orificio legal si ésta se definiera de forma muy específica.

”Se prohíbe a los integrantes del sector eléctrico la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados. En caso de identificar dichas prácticas, la CRE instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo, a fin de revertir la consecuencia monetaria de las transacciones identificadas, sin perjuicio de la

aplicación de las sanciones a que haya lugar. En casos graves, la CRE instruirá al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.”, (Presidencia de la República, 2014).

El artículo 105 de la Ley de la Industria Eléctrica se establece la prohibición de prácticas de poder de mercado.

”Se prohíbe a los integrantes del sector eléctrico la realización de cualquier acción o transacción que tenga como efecto interferir con el funcionamiento eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista o distorsionar sus resultados. En caso de identificar dichas prácticas, la CRE instruirá al CENACE a rectificar la facturación correspondiente, emitiendo el estado de cuenta respectivo, a fin de revertir la consecuencia monetaria de las transacciones identificadas, sin perjuicio de la aplicación de las sanciones a que haya lugar. En casos graves, la CRE instruirá al CENACE a restringir o suspender la participación en el Mercado Eléctrico Mayorista.”, (Presidencia de la República, 2014).

8.7 Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo

El primer punto del Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo, (Secretaría de Energía, 2016b), es el 2.1.9 mediante el cual, se establece que el CENACE debe revisar que las ofertas hechas por los generadores coincidan con los Precios de Referencia calculados por el CENACE. Si el generador manda una oferta con parámetros inferiores o superiores, el CENACE deberá rechazar la oferta y reportar lo sucedido a la Unidad de Vigilancia de Mercado.

Con la finalidad de evitar que los generadores elevan el precio de mercado restringiendo la capacidad de generación *Capacity Withholding*, la SENER en el punto 2.2.2 (a) (iii) Obliga a los Participantes del Mercado a ”ofrecer la totalidad de las capacidades disponibles para producir energía y Servicios Conexos”. Lo anterior, en términos de modelación hace imposible hacer ofertas en términos de cantidad pues ésta es fija y es la máxima disponible. Por ende, un modelo estilo *Cournot* podría no ser factible.

En el punto 2.2.2 (a) (iv) establece que el precio que deberá ofrecer el generador: ”Realizar Ofertas basadas en los costos, o en su caso en los costos de oportunidad, de las Unidades de Central Eléctrica...”, (Secretaría de Energía, 2016b), las cuales a su vez, están dispuestas a los parámetros que fije la Autoridad de Vigilancia. Este punto le da mucha rigidez a los precios ofertados pues estos tienden a ser similares o iguales a los costos, de hecho, se podría pensar que se esta forzando la condición $P = CMg$ lo cual complica la

formación natural de precios en el mercado, aunque, por otro lado, definitivamente evita que los generadores presenten ofertas abusivas o manipulativas.

Dado que algunas de las estrategias de manipulación están diseñadas mandando ofertas en varios días en adelante, y abusando del corte que se hace día con día se afirma que, de manera similar a CAISO, el punto 2.4.1 (a)(i) establece que las ofertas se evalúan a diario para los requerimientos de energía de los siguientes 7 días.

8.8 Mercado del Día en Adelanto

Dadas las restricciones tanto en precio como en cantidad, y con la finalidad de que la generación eléctrica siga siendo un buen negocio el cual evite desinversión en el sector, se crearon una serie de Garantías de Suficiencia de Ingreso, como se mencionó anteriormente.

De acuerdo con (Secretaría de Energía, 2016a), la Garantía de Suficiencia de Ingresos por Asignación para el mercado del Día en Adelanto se dará siempre y cuando la diferencia sea positiva e igual a:

”La suma de la oferta de arranque de la Unidad de Central Eléctrica, de operación en vacío y de energía incremental (así como la oferta de disponibilidad de reservas en el Mercado del Día en Adelanto, si están asignadas) que serían incurridos para proveer el programa del Mercado del Día en Adelanto para energía y Servicios Conexos durante las 24 horas incluidas en el Mercado del Día en Adelanto, menos, Los pagos al representante de la Unidad de Central Eléctrica por la energía y los Servicios Conexos programados en el Mercado del Día en Adelanto”. , (Secretaría de Energía, 2016a).

Vale la pena mencionar, que una vez que se cierra el Mercado del Día en Adelanto, se realiza la Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad, las cuales, también son elegibles para recibir pagos de Garantías de Suficiencia de Ingresos y este se hace de manera similar al MDA.

En suma, dado que las regulaciones están forzando a que $P = CMg$, entonces es como si estuvieran forzando la condición de competencia perfecta, al menos en términos de precios. Esto no necesariamente implica el que no pueda haber una concentración alta en la industria, y en lo subsecuente, se revisarán los efectos de esto.

De acuerdo con el punto 2.6.1, para asegurar que las disposiciones anteriores se cumplan, CENACE evaluara las ofertas con la finalidad de ”detectar aquellas que violan el principio de ofrecer los productos y

servicios con base en el costo de producción o que no respetan la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia de Mercado”.

En caso de que se entreguen ofertas que ”no sean consistentes con los precios de referencia o rebasen la oferta tope o la oferta piso establecidas por la Autoridad de Vigilancia del Mercado, el CENACE aplicará los Precios de Referencia correspondientes a la Unidad de Central Eléctrica para su consideración”, punto 4.2.8. Adicionalmente, si el precio es sustancialmente diferente a los de referencia o a los declarados ante CENACE, la Unidad de Vigilancia podrá iniciar una investigación.

Existe la posibilidad de que CENACE asigne unidades sin que éstas hayan pasado por el proceso de selección del mercado. Lo anterior ocurre cuando existe la posibilidad de fallo de alguno de los elementos del sistema. Este tipo de asignación se les denomina ”asignación y despacho fuera de mérito por Confiabilidad”. La asignación es por la última hora y se da a los generadores que encuentre conveniente que operen al ejecutar el proceso de Asignación de Unidades de Central Eléctrica de Horizonte Extendido.

Se debe recordar que una de las estrategias de manipulación consiste en pelear la última hora del día a precio de mercado, y pedir la primera del día siguiente a un precio alto, con lo cual, se les paga una *rampa*. La diferencia con respecto al uso de esa estrategia de manipulación es que en el Mercado Mexicano, el generador no puede pelear un precio alto para la primera hora del segundo día, ya que siempre tiene que ofertar costos, y por ende, los beneficios de intentar manipular el precio podrían ser limitados.

Por otro lado, se podrá hacer una Asignación Suplementaria de Unidades de Central Eléctrica para Confiabilidad con la finalidad de complementar la asignación en el Mercado del Día en Adelante, es decir, la asignación por confiabilidad no pasa por el proceso de selección de mercado basado en mérito. Se usa el pronóstico de demanda de CENACE y liquida a precios del mercado a Tiempo Real.

Este proceso puede realizarse varias veces durante el Día previo de operación para hacer frente a cambios de último minuto. El proceso de asignación ocurre de forma independiente, y CENACE da a conocer los resultados de una primera ronda a más tardar a las 20:00.

8.9 Mercado de Tiempo Real

Similarmente a los casos anteriores, el Mercado del Día en Adelante tiene muchos candados para evitar manipulación de precios o alguna otra práctica *predatoria* por parte de los agentes económicos participantes.

De acuerdo con el Capítulo 6 del Manual de Energía de Corto Plazo (Secretaría de Energía, 2016a), se sigue un riguroso procedimiento para determinar el estado de la red, la congestión, el error de pronóstico de demanda, y la capacidad de generación a corto plazo, como se describe a continuación:

1. A las 22:00 horas del día anterior al Día de Operación, se conocerá el último programa horario de arranques, paros y cambios de configuración de las Unidades de Central Eléctrica para el Día de Operación.
2. Posteriormente, cada cinco minutos se toma una muestra de los resultados del Estimador de Estado para identificar la topología de la red eléctrica que está operando, y conocer los valores estimados de las potencias, la demanda nodal y el flujo de potencia en las interconexiones internacionales.
3. Cada 15 minutos se utiliza la función de análisis de seguridad para determinar los límites de transmisión para las condiciones observadas en la muestra más reciente del Estimador de Estado.
4. Cada 15 minutos CENACE utiliza funciones de pronóstico de Demanda y pronóstico de generación intermitente para determinar sus valores esperados para los siguientes diez intervalos de quince minutos, tomando como punto de partida la demanda y la generación intermitente observada en la muestra más reciente de los resultados del Estimador de Estado.
5. Las Ofertas de Venta de Energía y Servicios Conexos para el Mercado en Tiempo Real serán tomadas de la última Oferta Validada y Consistente con los Precios de Referencia de la Unidad de Central Eléctrica. Los ajustes a las Ofertas deberán entregarse 2 horas antes del inicio de la Hora de Operación.
6. Quince minutos antes del inicio de la Hora de Operación, el CENACE publicará la actualización del programa de arranques, paros y de cambios de configuración de las Unidades de Central Eléctrica para la Hora de Operación.
7. Cinco minutos antes de cada intervalo de quince minutos, dentro de la Hora de Operación, el CENACE publicará la asignación de reservas para suministrar los Servicios Conexos.

Como se puede apreciar, a diferencia de las estrategias de manipulación en donde, los generadores podían introducir una oferta baja para ser asignados y posteriormente ofertar a precios altos para cobrar rampas, o alguna compensación similar por las horas a sobrepago, en el Mercado de Corto Plazo, Las Ofertas de Venta se toman respecto a la última oferta consistente con los parámetros de Precios de Referencia, lo cual complica la implementación de estrategias manipulativas.

Al igual que en los mercados antes mencionados, con la finalidad de evitar manipulación de precios, en el Mercado de Tiempo Real se tiene que ofertar basándose en costos, para lo cual, primeramente el participante debió haberse registrado y dar de alta los parámetros de sus unidades generadoras, los cuales serán validados

con respecto a los datos del fabricante.

Dentro de los parámetros de costos, éstos solo pueden reflejar los Costos Variables, los cuales incluyen los costos de Operación y Mantenimiento, los Costos Variables de Transporte de Combustible. Todos los parámetros deberán de estar basados en costos reales de operación.

La recepción de ofertas se hace desde 7 días previos a la operación y hasta dos horas antes de operar. Las ofertas siempre han de especificar el Estatus de Asignación, Límite de Despacho Económico Máximo y Límite de Despacho Económico Mínimo, y Oferta de disponibilidad de reservas.

La Asignación se inicia a la mitad de cada hora del Día de Operación para cada sistema interconectado en forma independiente con un horizonte de 8 intervalos de Despacho a partir de la Hora de Operación. Lo anterior tiene el objetivo de hacer ajustes con tanta precisión como sea posible respecto al cambiante entorno. Asimismo, CENACE dará a conocer los resultados del proceso 15 minutos antes del inicio de la Hora de Operación en el Sistema de Instrucciones de Despacho.

8.10 Disposiciones para el Registro de Parámetros de Costos y Capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados.

De acuerdo con (Secretaría de Energía, 2017a), a pesar de que no hace explícito el motivo de las regulaciones, éstas tienen el mismo estilo que las antes mencionadas. En lo que interesa a este estudio, el documento, establece que, los parámetros de las plantas serán estimados por CENACE con base en la tecnología de la Unidad Central Eléctrica y mediante los siguiente:

1. Capacidades de referencia: CENACE registrará las capacidades máxima y mínima de referencia, de acuerdo a lo establecido por el fabricante. De esta forma, a pesar de que el generador registre las características de su unidad, éstas serán corroboradas por aquella compañía que creó la unidad para evitar distorsiones.
2. Índice del Precio del Combustible: Solo contempla el costo del combustible y el costo variable de transporte del mismo. Estos valores deberán de estar en contexto con lo publicado por la Autoridad de Vigilancia del Mercado.
3. Costos de arranque para cada tipo (caliente, tibio y frío). Lo anterior incluye los Costos de operación

- y Mantenimiento. El CENACE estimará cada aspecto relevante al costo de cada tipo de unidad generadora, entre éstos factores a estimar se encuentran el costo del combustible más caro que pueda utilizar la planta generadora, y el consumo en arranque, la rampa de arranque y la potencia de sincronización.
4. Se establecerán tablas de valores de referencia para calcular las rampas de incremento/decremento en operación normal, en operación de emergencia y en regulación secundaria.
 5. Se establecerán los parámetros de paro y arranque de la Unidad de Central Eléctrica, entre ellos se estimará el tiempo mínimo de operación, el tiempo mínimo de paro, el tiempo para cada tipo de arranque (caliente, tibio, frío) por tipo de central, se fijará el tiempo de notificación, se establece el número máximo de arranques al día, así como el número máximo de horas de paro para considerar arranque en tibio y frío . No se olvide que algunas de las estrategias de manipulación dependen de la existencia de un tiempo mínimo de operación; como en el caso del MEM este valor es fijo, se limitan las ganancias del potencial manipulador de precios.
 6. La curva de Oferta Incremental se calcula mediante el costo variable de operación y mantenimiento por generación establecidos previamente por CENACE. Adicionalmente, CENACE registrará la función de producción-cantidad de combustible establecida por el fabricante y se describe su comportamiento mediante una función cuadrática.
 7. Finalmente, el generador podrá solicitar una actualización de los parámetros para su unidad generadora siempre y cuando, el reajuste tenga un fundamento sólido, como por ejemplo cuando se realice un mantenimiento mayor en la unidad, se deberán de realizar pruebas y actualizar los parámetros. Adicionalmente, se podrán realizar modificaciones por desgaste, pero el desgaste reportado debe de estar en contexto con el desgaste reportado por el fabricante.
 8. Cuando la reducción por degradación sea de más del 10% en menos de un año, el generador deberá de reportar la documentación necesaria para comprobar tal desgaste.

Chapter 9

Apéndice D: Estimaciones de Causalidad de Granger.

```
from pandas import *
import pandas as pd
import statsmodels
from pandas import Series
from statsmodels.tsa.stattools import adfuller
import numpy as np

series = read_csv("C : /WORK/DoctoEco/EnergyMix/EvidenciaMEXCrecimientovsENERGIA/SeriesCointegracion.csv", squeeze = True)
series = np.log(series)
diff = series.diff()
diff1 = diff.iloc[1 :]
diff2 = diff.iloc[2 :]

X = series.values

ADF Null Hypothesis (H0): If failed to be rejected, it suggests the time series has a unit root, meaning it is non-stationary. It has some time dependent structure. Alternate Hypothesis (H1): The null hypothesis is rejected; it suggests the time series does not have a unit root, meaning it is stationary. It does not have time-dependent structure.

result1 = adfuller(series.iloc[:,0])
print('ADF Statistic: %f' % result1[0])
```

```

print('p-value: %f' % result1[1])
print('Critical Values:')
for key, value in result1[4].items():
print('%s: %.3f' % (key, value))

```

```

result2 = adfuller(series.iloc[:,1]) print('ADF Statistic: %f' % result2[0]) print('p-value: %f' % result2[1])
print('Critical Values:') for key, value in result2[4].items(): print('%s: %.3f' % (key, value))

```

```

result3 = adfuller(diff.iloc[1:len(diff),0]) print('ADF Statistic: %f' % result3[0]) print('p-value: %f' %
result3[1]) print('Critical Values:') for key, value in result3[4].items(): print('%s: %.3f' % (key, value))

```

```

result4 = adfuller(diff.iloc[1:len(diff),1]) print('ADF Statistic: %f' % result4[0]) print('p-value: %f' %
result4[1]) print('Critical Values:') for key, value in result4[4].items(): print('%s: %.3f' % (key, value))

```

```

[Generation , GDP] statsmodels.tsa.stattools.grangercausalitytests(diff.iloc[1:len(diff),], maxlag = 10) ,
addconst=True, verbose=True

```

```
diff.iloc[1:4,:]
```

```

reversing columns to test the other relationship [GDP, Generation] diff2 = diff.iloc[:, :-1] to invert
columns statsmodels.tsa.stattools.grangercausalitytests(diff2.iloc[1:len(diff),], maxlag = 10) , addconst=True,
verbose=True

```

*surveys_{df}.iloc[0 : 3, 1 : 4]teststatistic, pvalues, degreesof freedom, thesecondelementaretheOLSestimationresultsforthel
squaredistribution*

Puebas ADF

```
result1 = adfuller(series.iloc[:,0])
```

ADF Statistic: -1.701832

p-value: 0.430169

Critical Values:

1%: -3.566

5%: -2.920

10%: -2.598

```
result2 = adfuller(series.iloc[:,1])
```

ADF Statistic: -0.844673

p-value: 0.805646

Critical Values:

1%: -3.555

5%: -2.916

10%: -2.596

```
result3 = adfuller(diff.iloc[1:len(diff),0])
```

ADF Statistic: -3.430252

p-value: 0.009970

Critical Values:

1%: -3.566

5%: -2.920

10%: -2.598

```
result4 = adfuller(diff.iloc[1:len(diff),1])
```

ADF Statistic: -4.725853

p-value: 0.000075

Critical Values:

1%: -3.555

5%: -2.916

10%: -2.596

Causalidad de Granger PIB -i Generación

Granger Causality number of lags (no zero) 1 ssr based F test: $F=0.7587$, $p=0.3877$, $df_{denom} = 53$, $df_{num} = 1$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 0.8016$, $p = 0.3706$, $df = 1$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 0.7959$, $p = 0.3723$, $df = 1$ *parameterFtest* : $F = 0.7587$, $p = 0.3877$, $df_{denom} = 53$, $df_{num} = 1$

Granger Causality number of lags (no zero) 2 ssr based F test: $F=1.9779$, $p=0.1490$, $df_{denom} = 50$, $df_{num} = 2$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 4.3514$, $p = 0.1135$, $df = 2$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 4.1879$, $p = 0.1232$, $df = 2$ *parameterFtest* : $F = 1.9779$, $p = 0.1490$, $df_{denom} = 50$, $df_{num} = 2$

Granger Causality number of lags (no zero) 3 ssr based F test: $F=1.6721$, $p=0.1858$, $df_{denom} = 47$, $df_{num} = 3$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 5.7634$, $p = 0.1237$, $df = 3$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 5.4761$, $p = 0.1401$, $df = 3$ *parameterFtest* : $F = 1.6721$, $p = 0.1858$, $df_{denom} = 47$, $df_{num} = 3$

Granger Causality number of lags (no zero) 4 ssr based F test: $F=0.6353$, $p=0.6400$, $df_{denom} = 44$, $df_{num} = 4$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 3.0610$, $p = 0.5477$, $df = 4$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 2.9759$, $p = 0.5619$, $df = 4$ *parameterFtest* : $F = 0.6353$, $p = 0.6400$, $df_{denom} = 44$, $df_{num} = 4$

Granger Causality number of lags (no zero) 5 ssr based F test: $F=0.7798$, $p=0.5700$, $df_{denom} = 41$, $df_{num} = 5$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 4.9453$, $p = 0.4226$, $df = 5$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 4.7240$, $p =$

0.4505, $df = 5parameterFtest : F = 0.7798, p = 0.5700, df_{denom} = 41, df_{num} = 5$

Granger Causality number of lags (no zero) 6 ssr based F test: $F=0.4085$, $p=0.8688$, $df_{denom} = 38, df_{num} = 6ssrbasedchi2test : chi2 = 3.2891, p = 0.7718, df = 6likelihoodratiotest : chi2 = 3.1874, p = 0.7850, df = 6parameterFtest : F = 0.4085, p = 0.8688, df_{denom} = 38, df_{num} = 6$

Granger Causality number of lags (no zero) 7 ssr based F test: $F=0.5301$, $p=0.8057$, $df_{denom} = 35, df_{num} = 7ssrbasedchi2test : chi2 = 5.3008, p = 0.6233, df = 7likelihoodratiotest : chi2 = 5.0382, p = 0.6553, df = 7parameterFtest : F = 0.5301, p = 0.8057, df_{denom} = 35, df_{num} = 7$

Granger Causality number of lags (no zero) 8 ssr based F test: $F=0.5730$, $p=0.7920$, $df_{denom} = 32, df_{num} = 8ssrbasedchi2test : chi2 = 7.0194, p = 0.5345, df = 8likelihoodratiotest : chi2 = 6.5600, p = 0.5848, df = 8parameterFtest : F = 0.5730, p = 0.7920, df_{denom} = 32, df_{num} = 8$

Granger Causality number of lags (no zero) 9 ssr based F test: $F=0.9152$, $p=0.5259$, $df_{denom} = 29, df_{num} = 9ssrbasedchi2test : chi2 = 13.6336, p = 0.1360, df = 9likelihoodratiotest : chi2 = 12.0003, p = 0.2133, df = 9parameterFtest : F = 0.9152, p = 0.5259, df_{denom} = 29, df_{num} = 9$

Granger Causality number of lags (no zero) 10 ssr based F test: $F=0.3419$, $p=0.9604$, $df_{denom} = 26, df_{num} = 10ssrbasedchi2test : chi2 = 6.1813, p = 0.7998, df = 10likelihoodratiotest : chi2 = 5.8073, p = 0.8312, df = 10parameterFtest : F = 0.3419, p = 0.9604, df_{denom} = 26, df_{num} = 10$

Causalidad de Granger Generación -j PIB

Granger Causality number of lags (no zero) 1 ssr based F test: $F=1.6955$, $p=0.1985$, $df_{denom} = 53, df_{num} = 1ssrbasedchi2test : chi2 = 1.7915, p = 0.1807, df = 1likelihoodratiotest : chi2 = 1.7634, p = 0.1842, df = 1parameterFtest : F = 1.6955, p = 0.1985, df_{denom} = 53, df_{num} = 1$

Granger Causality number of lags (no zero) 2 ssr based F test: $F=0.6137$, $p=0.5454$, $df_{denom} = 50, df_{num} = 2ssrbasedchi2test : chi2 = 1.3501, p = 0.5091, df = 2likelihoodratiotest : chi2 = 1.3338, p = 0.5133, df = 2parameterFtest : F = 0.6137, p = 0.5454, df_{denom} = 50, df_{num} = 2$

Granger Causality number of lags (no zero) 3 ssr based F test: $F=2.6277$, $p=0.0612$, $df_{denom} = 47, df_{num} = 3ssrbasedchi2test : chi2 = 9.0573, p = 0.0285, df = 3likelihoodratiotest : chi2 = 8.3733, p = 0.0389, df = 3parameterFtest : F = 2.6277, p = 0.0612, df_{denom} = 47, df_{num} = 3$

Granger Causality number of lags (no zero) 4 ssr based F test: $F=2.0613$, $p=0.1022$, $df_{denom} = 44, df_{num} = 4ssrbasedchi2test : chi2 = 9.9317, p = 0.0416, df = 4likelihoodratiotest : chi2 = 9.1031, p = 0.0586, df = 4parameterFtest : F = 2.0613, p = 0.1022, df_{denom} = 44, df_{num} = 4$

Granger Causality number of lags (no zero) 5 ssr based F test: $F=1.5839$, $p=0.1861$, $df_{denom} = 41, df_{num} = 5ssrbasedchi2test : chi2 = 10.0442, p = 0.0740, df = 5likelihoodratiotest : chi2 = 9.1834, p = 0.1020, df = 5parameterFtest : F = 1.5839, p = 0.1861, df_{denom} = 41, df_{num} = 5$

Granger Causality number of lags (no zero) 6 ssr based F test: $F=1.6578$, $p=0.1583$, $df_{denom} =$

38, $df_{num} = 6$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 13.3493, p = 0.0378$, $df = 6$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 11.8575, p = 0.0652$, $df = 6$ *parameterFtest* : $F = 1.6578, p = 0.1583$, $df_{denom} = 38, df_{num} = 6$

Granger Causality number of lags (no zero) 7 ssr based F test: $F=2.2610$, $p=0.0522$, $df_{denom} = 35, df_{num} = 7$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 22.6099, p = 0.0020$, $df = 7$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 18.6539, p = 0.0093$, $df = 7$ *parameterFtest* : $F = 2.2610, p = 0.0522$, $df_{denom} = 35, df_{num} = 7$

Granger Causality number of lags (no zero) 8 ssr based F test: $F=1.8932$, $p=0.0958$, $df_{denom} = 32, df_{num} = 8$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 23.1916, p = 0.0031$, $df = 8$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 18.9877, p = 0.0149$, $df = 8$ *parameterFtest* : $F = 1.8932, p = 0.0958$, $df_{denom} = 32, df_{num} = 8$

Granger Causality number of lags (no zero) 9 ssr based F test: $F=1.7254$, $p=0.1281$, $df_{denom} = 29, df_{num} = 9$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 25.7022, p = 0.0023$, $df = 9$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 20.5839, p = 0.0146$, $df = 9$ *parameterFtest* : $F = 1.7254, p = 0.1281$, $df_{denom} = 29, df_{num} = 9$

Granger Causality number of lags (no zero) 10 ssr based F test: $F=1.2311$, $p=0.3179$, $df_{denom} = 26, df_{num} = 10$ *ssrbasedchi2test* : $chi2 = 22.2551, p = 0.0139$, $df = 10$ *likelihoodratiotest* : $chi2 = 18.2195, p = 0.0514$, $df = 10$ *parameterFtest* : $F = 1.2311, p = 0.3179$, $df_{denom} = 26, df_{num} = 10$

Chapter 10

Apéndice E: Desarrollo del Modelo Balmorel.

10.1 El Modelo BALMOREL

Como se dijo anteriormente, el modelo utilizado se denomina BALMOREL. Es un modelo que lleva más de 15 años de desarrollo en el cual han participado científicos de todo el mundo en un proyecto *Open-Source*, es decir, varios investigadores aportan al modelo y este es de acceso libre para los usuarios. En definitiva, el libre acceso al modelo fue uno de los factores clave que nos llevó a elegir este modelo para este trabajo pero no fue el único. BALMOREL puede dar estimaciones de la matriz eléctrica así como de las emisiones de los contaminantes, el uso de combustibles y de las inversiones realizadas, entre otras características. Por mucho, es uno de los modelos más completos que existen hoy en el mercado, a tal punto que la Secretaría de Energía lo utilizó para hacer la planeación de Adición y Reemplazo en el 2017, (Secretaría de Energía, 2017d).

De acuerdo con (EA Energy Analyses., 2018), Balmorel es un modelo de Equilibrio Parcial enfocado en el análisis del sistema eléctrico y de calor en una geografía amplia y diversa en un periodo de tiempo grande.. Cuando se inició el proyecto en el lapso 1999-2001 el alcance era local, es decir, para los países nórdicos, aunque hoy es usado alrededor del mundo en países como México, Dinamarca, Noruega, Alemania, China, Rusia, Reino Unido, Canadá, etc.

10.1.1 Desarrollo del Modelo

Como se dijo anteriormente, el modelo esta pensado principalmente, para países nórdicos, por ende, un primero punto es considerar la generación eléctrica pero otro es la generación de calefacción. La descripción del modelo esta basada en (Ravn, 2001). La generación de éstos elementos esta dada en *unidades de gen-*

eración. Las características de una unidad están representadas por un conjunto de relaciones, como se hace en microeconomía, de tal forma que para una unidad en particular dada i existe el conjunto de combinaciones factibles de electricidad y calor:

$$g^i(e^i, h^i) \leq 0, \quad (10.1.1)$$

Asimismo, las emisiones dependen tanto de la electricidad como del calor generados, así como de las características de la unidad, su combustible etc. de esta forma, las emisiones están dadas por:

$$\Phi^m(e^i, h^i) \quad (10.1.2)$$

Por otro lado, la función de costo que es denotada por C puede ser pensada como la función de oferta siempre y cuando existan muchos productores y competencia perfecta. Esta es parte central en el modelo, ya que la competencia perfecta lleva a que para cualquier cantidad de producción total (e, h) , la generación es siempre la de menor costo y como si hubiera sido planeada centralmente, así que para una pareja (e, h) , e I tecnologías disponibles cada una con costo C^i donde tanto g^i y C^i son convexas para que el problema anterior también lo sea, la función de costos se puede encontrar de la siguiente forma:

$$C(e, h) = \min_{e^i, h^i} \left(\sum_{i=1}^I C^i(e^i, h^i) \right) \quad (10.1.3)$$

$$g^i(e^i, h^i) \leq 0, \quad (10.1.4)$$

$$\sum_{i=1}^I e^i = e \quad (10.1.5)$$

$$\sum_{i=1}^I h^i = h \quad (10.1.6)$$

En adición a lo anterior, el modelo puede considerar diferentes geografías. Nuevamente, esto es pensando en la geografía europea, en la cual, hay muchos países pequeños. Existen tres tipos de construcciones geográficas básicas: áreas, regiones y países. Asimismo, el modelo puede considerar diferentes horizontes de tiempo así como agregación de tiempo, lo cual hace las corridas más rápidas así como permitir la inversión en el modelo.

Al inicio de cada año, se puede invertir en nuevas centrales eléctricas y de calor y éstas están disponibles desde el inicio de año, de tal forma que la capacidad total consiste de la capacidad vieja C_t^{old} y de la nueva C_t^{new} . Con esta notación, la ecuación de costo se transforma en:

$$C^{inv}(\bar{e}, \bar{h}) + \sum_{t=1}^T C_t^{old}(e_t^{old}, h_t^{old}) + \sum_{t=1}^T C_t^{new}(e_t^{new}, h_t^{new}) \quad (10.1.7)$$

Por otro aspecto que se incluye se refiere al almacenamiento intertemporal, como es el caso de la energía hidroeléctrica. En este caso, el modelo requiere una cantidad inicial de agua \bar{w} , y esta dada al inicio del año, si e_t^w es la generación de electricidad vía hidroeléctrica, durante el periodo t , entonces la ecuación de balance del reservorio es:

$$\sum_{t=1}^T e_t^w \leq \bar{w} \quad (10.1.8)$$

En cuanto a la transmisión y distribución, la electricidad se puede exportar o importar entre los nodos de generación de las regiones. La transmisión conlleva un porcentaje de pérdida, el cual depende del estado de la red. Sea $x^{(a,b)}$ la cantidad de electricidad exportada desde la región j hacia la región i , y sea $\epsilon^{x(j,i)} \in [0, 1)$, la pérdida. Con estas variables se puede definir la cantidad de electricidad que entra en una región que importa i como:

$$x^{(j,i)}(1 - \epsilon^{x(j,i)}) \quad (10.1.9)$$

De esto, definiendo $x^{(j,i)}$ a la electricidad exportada y $\hat{x}^{(j,i)}$ a la cantidad tope de la electricidad exportada, entonces, la restricción para la transmisión es:

$$x^{(j,i)} \leq \hat{x}^{(j,i)} \quad (10.1.10)$$

En cuanto al costo de transmisión, en el modelo esta dado por $\beta^{x(j,i)}$, de donde, el valor monetario *cantidad * precio* para el costo es, $x^{(j,i)} \beta^{x(j,i)}$.

Para la distribución eléctrica se tiene una historia similar, la pérdida esta dada por ϵ^e . Sea e_s la cantidad de electricidad llegando a los consumidores y sea, e_d la electricidad que entra a la red de distribución, lo que da:

$$e_d = e_s(1 - \epsilon^e) \quad (10.1.11)$$

El costo de la red de distribución esta dado por β^e , de donde el valor monetario *precio*cantidad* es $\frac{\beta^e e_d}{(1-\epsilon^e)}$

Los costos y perdidas tiene como consecuencia el que los costos marginales de la electricidad sean diferente entre el nodo de producción y el nodo de consumo en una región, por lo que se tendrá que actualizar la función de costos. Sean π_d^e el precio de la electricidad desde el punto de vista de la demanda, π_d^h el precio de la calefacción desde el punto de vista de la demanda. Asimismo, Sean π_s^e el precio de la electricidad desde

el punto de vista de la oferta, π_s^h el precio de la calefacción desde el punto de vista de la oferta. sea β^h el costo de distribución del calor y β^x el costo de transmisión de la electricidad en un nodo fijo.

Lo anterior lleva a reformular nuevamente la función objetivo, ya que esta tiene tres costos, los de generación, transmisión y distribución:

$$C(e_s, h_s, x) = C^g(e_s, h_s) + C^d(e_s, h_s) + C^x(x) \quad (10.1.12)$$

Así, la función objetivo se modifica de la siguiente forma:

$$\max_{e_d, e_s, h_d, e_s, x} [U^e](e_d) + U^h](h_d) + o + \pi_d^e e_d + \pi_d^h h_d] - (C^g(e_s, h_s) + C^d(e_s, h_s) + C^x(x)) \quad (10.1.13)$$

Sujeto a la restricción presupuestaria siguiente:

$$\pi_c^e e_c + \pi_c^h h_c + o = B \quad (10.1.14)$$

de donde, la función objetivo puede compactarse un poco

$$\max_{e_d, e_s, h_d, e_s, x} [U^e](e_d) + U^h](h_d) - C(e_s, h_s, x) \quad (10.1.15)$$

Más aún, el modelo permite incorporar cuatro tipo de impuestos: al combustible, a las emisiones, al consumo de energía y de valor agregado.

10.1.2 Compromiso Unitario.

El problema del se refiere a encontrar que unidades deben de ser despachadas y en que momento, lo cual implica minimizar costos de encendido y apagado. Alternativamente, el problema de Compromiso Unitario intenta obtener el horario de costo mínimo y despacho, que satisface la demanda a costo mínimo. Parte de la complicación reciente en la obtención del horario es la introducción de las energías renovables, las cuales, dada su naturaleza intermitente, complican la asignación y planeación por adelantado, (Nazari-Heris and Mohammadi-Ivatloo, 2018).

Balmorel sobreestima la flexibilidad de las plantas sin tomar en consideración las restricciones de los equipos. Sin embargo, cuando corre con Compromiso Unitario, la optimización sí considera las restricciones, entre las cuales se encuentran, Costos de Encendido, Generación Mínima, Costos de Operación y Mantenimiento cuando están encendidas, uso fijo de combustible, Tiempo mínimo requeridas encendidas y apagadas,

tasas de rampa hacia arriba y hacia abajo.

A la vez que hacer el cálculo con compromiso unitario resulta en una estimación más específica, suele consumir más tiempo computacional y, por el otro lado, puede haber no-convexidades en el problema, es decir, el óptimo alcanzado podría no ser óptimo, (EA Energy Analyses., 2018).

10.1.3 Modelo

Es un modelo de programación lineal que, a grandes rasgos, busca minimizar el valor objetivo del Costo del Combustible, Costos de Operación y Mantenimiento (fijos y variables), Costos de Transmisión (perdidas), Impuestos a las Emisiones, Impuestos a los Combustibles, etc.

El modelo requiere los insumos siguientes para operar:

Tipos de tecnologías así como sus especificaciones.

Combustibles junto con sus coeficientes de emisión y precios.

Requerimientos de uso de combustible mínimos.

Proyección de Demanda de Electricidad y Calefacción.

Restricciones de Transmisión.

Impuestos y subsidios.

Restricciones ambientales o penalidades.

Con estos insumos, el modelo da como resultado:

Generación eléctrica.

Consumo de electricidad y calor.

Transmisión de electricidad.

Precio de la electricidad.

Inversiones.

Emisiones.

A continuación se definirán las variables e índices para pasar a una breve presentación del problema a optimizar.

Los siguientes representan índices:

$g = \text{tecnología}$

$c = \text{cost}$

$e = \text{electricidad}$

$h = calor$

$f = combustible$

$t = tiempo$

$x = línea de transmisión$

$a = áreas$

$w = emisión$

Los siguientes expresan relaciones o coeficientes:

$a =$ Recuperación Anual Capital.

$\eta =$ Eficiencia Marginal.

$c =$ Coeficiente de Extracción.

$c^e =$ Coef. Back-Pressure.

$k =$ Consumo Combustible Vacío.

$\kappa =$ Tamaño Unitario Nominal.

$r =$ Recursos Variables.

$K =$ Capacidad.

$m =$ Carga Mínima Unitaria.

$loss =$ Factor de Pérdida.

$A =$ Recursos Anuales.

$T =$ Objetivo.

$W =$ Factor de Emisiones.

Las siguientes representan las variables endógenas.

$G =$ Generación (MW).

$D =$ Demanda (MW).

$X =$ Transmisión (MW).

$I =$ Inversiones (MW).

$S =$ Unidades de Inicio.

$Dn =$ Apagado.

$O =$ Unidades en línea.

$L =$ Nivel de almacenamiento

(MWh) $Z =$ Costo de Sistema.

Se tiene la siguiente Función Objetivo:

$$\min Z_y = \sum_{g,t} c_{g,t}^e G_{g,t}^e + \sum_{g,t} c_{g,t}^h G_{g,t}^h + \sum_{g,f,t} c_{g,t}^f F_{g,t}^f + \sum_g (a * c_g^I + c_g^{fix}) I_g + \sum_x a * c_x^I I_x + \sum_{g,t} c_{g,t}^s S_{g,t} + \sum_{g,t} c_{g,t}^o O_{g,t}$$

La anterior ecuación se puede interpretar como:

$\min Z_y =$ Costo de Generación Eléctrica + Costo de Generación de Calor + Costo de Inversión en Generación Nueva + Costo de Nueva Inversión de Transmisión + Costo Unitario de Encendido + Costo Unitario al Permanecer Encendido.

Las restricciones son las siguientes en términos del balance Oferta-Demanda:

$$\text{Electricidad: } \sum_g G_{g,t}^e + \sum (1 - loss) X_{x,t}^{Import} = \sum_x X_{x,t}^{Export} + D_t^e$$

$$\text{Calefacción: } \sum_g G_{g,t}^h = D_t^h$$

$$\text{Combustible: } F_{g,t}^f = \frac{G_{g,t}^e}{\eta_g^e} + \frac{G_{g,t}^h}{\eta_g^h} + k_g^f \kappa_g^f O_{g,t}^f$$

Restricciones de Tecnología:

$$\text{Unidades de extracción: } G_{g,t}^e - c_g^v G_{g,t}^h \leq K_g^e G_{g,tg}^e G_{g,t}^h$$

$$\text{Boilers Eléctricos/Bombas de calor: } G_{g,t}^h = \frac{D_{g,t}^e}{\eta_h}$$

$$\text{Variable RE: } G_{g,t} \leq r_t^f (K_g + I_g)$$

$$\text{Hidro con Almacenamiento: } L_{g,t+1} = L_{g,t} + r_t^{HY} (K_g + I_g) - G_{g,t}^e$$

$$\text{Restricción de transmisión: } X_{x,t} \leq K^x + I^x$$

Compromiso Unitario:

$$\text{Lógica de compromiso: } S_{g,t} - D * n_{g,t} = O_{g,t} - O_{g,t-1}$$

$$\text{Mínimo insumo de combustible: } F_{g,t}^f \geq m_g k_g^f O_{g,t}$$

Máximo insumo de combustible: $F_{g,t}^f \leq k_g^f O_{g,t}$

Restricciones de Recursos:

Por combustible: $\sum_{g-f,t} F_{g,t}^f \leq A_f$

Por capacidad: $\sum_{g-f} (K_g + I_g)_f$

Restricciones por Objetivos de Política:

Capacidad por Combustible: $\sum_{g-f} (K_g + I_g) \geq T_f^K$

Tope de emisiones: $\sum_{g,t} W_W^f F_{g,t}^f \leq T_W$

Reglas de despacho:

Requerimiento de horas a carga completa: $\sum_t G_{g,t}^e \geq FLH_g(K_g + I_g)$

Una vez que el modelo recibe por primera vez los insumos, procede a una primera iteración en la cual compara los resultados de sustituir los valores de los insumos en las fórmulas, contra ésta primera iteración. El algoritmo de PL continúa iterando hasta que se cumplen los criterios de tolerancia de optimización.

Chapter 11

Apéndice F: Valores Extremos

Ambas series, fueron estacionarias en primera diferencia, a continuación se presentan lo p-values de las pruebas Aumentadas de Dickey-Fuller:

Ddif/P-value	Solar	Viento
Levels	0.6054	0.08089
Diff. 1	0.01	0.01

Table 11.1: ADF Tests

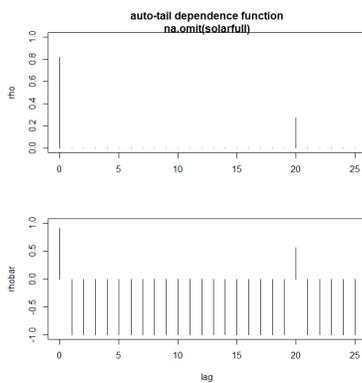


Figure 11.1: Solar autocorrelograma: niveles

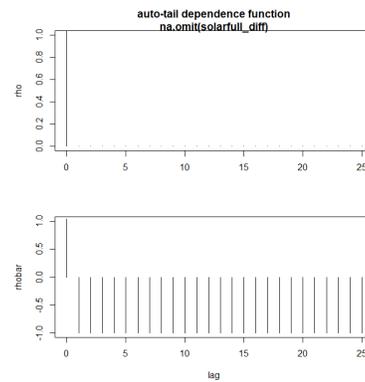


Figure 11.2: Solar autocorrelograma: primera diferencia

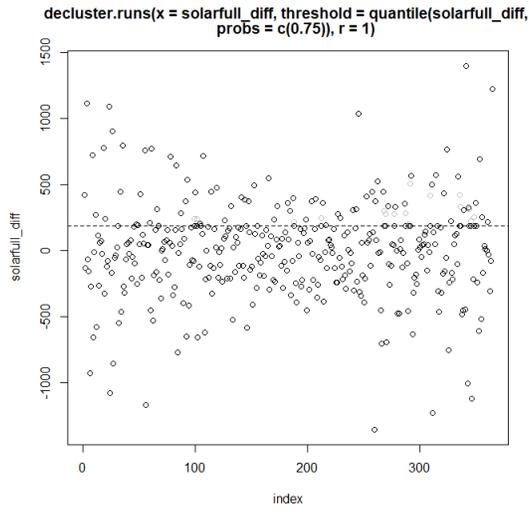


Figure 11.3: Declustered series

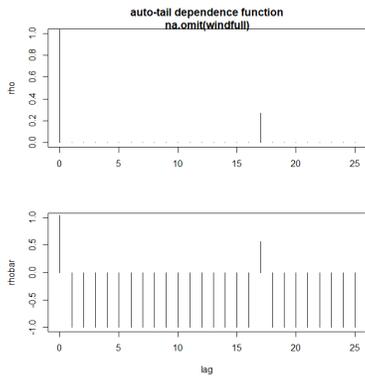


Figure 11.4: Viento autocorrelograma: niveles

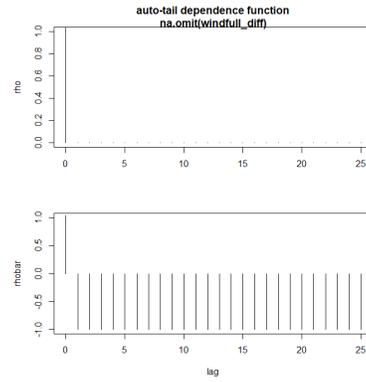


Figure 11.5: Viento autocorrelograma: primera diferencia

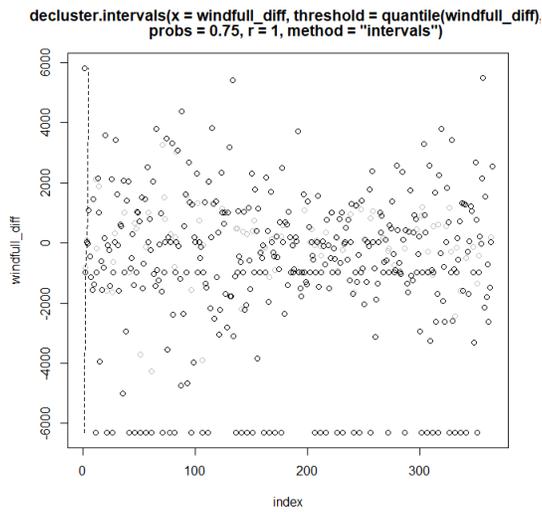


Figure 11.6: Declustered wind series

Chapter 12

Apéndice G: Diversificación

Geográfica

Correlaciones para las regiones generadoras de energía solar.

	SOri	SPeni	SCent	SOccid	SNoreste	SNorte	SNoroeste	SBC	Lapaz
SOriental	1.00	0.69	0.57	0.42	0.33	0.41	0.31	0.06	0.25
SPeninsular	0.69	1.00	0.42	0.28	0.25	0.41	0.30	0.14	0.30
SCentral	0.57	0.42	1.00	0.53	0.39	0.28	0.20	0.00	0.18
SOccidental	0.42	0.28	0.53	1.00	0.59	0.37	0.25	0.06	0.20
SNoreste	0.33	0.25	0.39	0.59	1.00	0.36	0.26	0.09	0.25
SNorte	0.41	0.41	0.28	0.37	0.36	1.00	0.66	0.27	0.59
SNoroeste	0.31	0.30	0.20	0.25	0.26	0.66	1.00	0.35	0.52
SBC	0.06	0.14	0.00	0.06	0.09	0.27	0.35	1.00	0.48
SBCSLapaz	0.25	0.30	0.18	0.20	0.25	0.59	0.52	0.48	1.00

Descriptivos de Solar.

	vars	n	mean	sd	median	trimmed	mad	min	max	range	skew	kurtosis
SOriental	1	365.00	611.62	136.29	638.00	622.43	160.12	213.00	797.00	584.00	-0.53	-0.81
SPeninsular	2	365.00	620.09	119.27	644.00	630.06	133.43	236.00	808.00	572.00	-0.64	-0.32
SCentral	3	365.00	728.22	100.48	740.00	737.10	100.82	365.00	904.00	539.00	-0.77	0.30
SOccidental	4	365.00	737.42	98.30	757.00	748.63	97.85	252.00	891.00	639.00	-1.31	2.64
SNoreste	5	365.00	699.46	115.33	727.00	715.86	91.92	170.00	880.00	710.00	-1.40	2.17
SNorte	6	365.00	736.86	116.45	774.00	751.71	96.37	346.00	894.00	548.00	-1.05	0.36
SNoroeste	7	365.00	707.26	119.34	749.00	724.37	81.54	240.00	867.00	627.00	-1.28	1.10
SBC	8	365.00	710.87	93.69	736.00	727.51	54.86	190.00	834.00	644.00	-2.40	7.39
SBCSLapaz	9	365.00	682.03	99.44	714.00	699.04	71.16	203.00	813.00	610.00	-1.86	4.09

Correlación para las regiones generadoras con viento.

	WOri	WPeni	WCent	WOcci	WNoreste	WNorte	WNoroeste	WBC	Lapaz	Mule
WOri	1.00	0.15	0.16	0.01	-0.10	0.08	0.10	-0.07	0.03	0.03
WPeni	0.15	1.00	0.31	0.37	0.25	0.27	0.22	0.14	0.23	0.23
WCentral	0.16	0.31	1.00	0.61	0.23	0.39	0.35	0.20	0.23	0.23
WOcci	0.01	0.37	0.61	1.00	0.44	0.50	0.32	0.17	0.25	0.25
WNoreste	-0.10	0.25	0.23	0.44	1.00	0.41	0.24	0.24	0.18	0.18
WNorte	0.08	0.27	0.39	0.50	0.41	1.00	0.75	0.40	0.33	0.33
WNoroeste	0.10	0.22	0.35	0.32	0.24	0.75	1.00	0.57	0.38	0.38
WBC	-0.07	0.14	0.20	0.17	0.24	0.40	0.57	1.00	0.47	0.47
Lapaz	0.03	0.23	0.23	0.25	0.18	0.33	0.38	0.47	1.00	1.00
Mulegé	0.03	0.23	0.23	0.25	0.18	0.33	0.38	0.47	1.00	1.00

Descriptivos para la generación eólica.

	vars	n	mean	sd	median	trimmed	mad	min	max	range	skew	kurtosi
WOriental	1	365.00	879.12	632.94	810.91	856.30	814.68	0.36	1962.18	1961.82	0.24	-1.2
WPeninsular	2	365.00	196.74	201.61	130.69	159.81	135.78	0.06	1062.53	1062.47	1.79	3.3
WCentral	3	365.00	149.01	181.73	81.87	113.63	98.02	0.84	1101.63	1100.79	2.37	6.8
WOccidental	4	365.00	407.74	358.74	281.70	351.19	249.68	0.91	1734.20	1733.29	1.42	1.6
WNoreste	5	365.00	433.64	315.58	388.22	403.50	333.63	0.95	1330.77	1329.82	0.71	-0.2
WNorte	6	365.00	355.33	367.99	222.27	288.58	247.37	1.65	1737.08	1735.43	1.63	2.3
WNoroeste	7	365.00	349.01	362.42	220.31	281.63	243.49	1.00	1816.08	1815.07	1.76	3.1
WBC	8	365.00	454.39	360.63	356.68	408.88	313.93	0.23	1743.57	1743.34	1.09	0.7
WBCSLapaz	9	365.00	369.03	316.10	305.35	323.64	270.27	0.09	1827.15	1827.06	1.61	3.5
WBCSMulege	10	365.00	369.03	316.10	305.35	323.64	270.27	0.09	1827.15	1827.06	1.61	3.5

Bibliography

- Aagaard, T. and A. Kleit (2022, 02). *Electricity Capacity Markets*. Cambridge University Press. Cambridge, UK.
- Abdellatif, D., A. Rameenn, A. Ibrahim, El-zahab, and Essam-Abu. (2018). Conditions for economic competitiveness of pumped storage hydroelectric power plants in egypt. *Renewables* 5(2).
- Acevedo, V. (2018, oct). Revisión de las subastas eléctricas de largo plazo en méxico. Tesina, Centro de Investigación y Docencia Económicas. Dir. Dr. Juan Rosellón Díaz.
- Adler, I., S. Oren, and J. Yao (2007). Cournot equilibria in two-settlement electricity markets with system contingencies. *International Journal of Critical Infrastructures*. 3(1), 142–161.
- Akrami, A., M. Doostizadeh, and F. Aminifar (2019). Power system flexibility: An overview of the emergence to evolution. *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy* (7), 987–1007.
- Alabdullatif, A., E. Gerding, and A. Perez-Diaz (2020, 02). Market design and trading strategies for community energy markets with storage and renewable supply. *Energies* 13, 972.
- Albadi, M. and E. Saadany (2008, nov). A summary of demand response in electricity markets. *Electric Power Systems Research* 78(11), 1989–1996.
- Albadi, M. H. and E. F. El-Saadany (2007). Demand response in electricity markets: An overview. In *2007 IEEE Power Engineering Society General Meeting*, pp. 1–5.
- Ali, D. M. M. (2019). Hydrogen energy storage. INFO COMPLETE (rec'd from contact 08.01.2020 GB) PERMISSION GRANTED (version = VOR ; embargo = none ; licence = BY 3.0 ; published under CC BY 3.0 licence ; 22.01.2020 GB) DOCUMENT READY (rec'd from contact 08.01.2020 GB) ADDITIONAL INFO: Dallia Ali.
- Alves de Oliveira, B.F., B. M. N. P. e. a. (2021). Deforestation and climate change are projected to increase heat stress risk in the brazilian amazon. *Commun Earth Environ* 2(207). <https://doi.org/10.1038/s43247-021-00275-8>.

- Amekuduz, A., B. Soares, C. Borba, H. Chum, P. Crist, H. Hao, J. Helfrich, T. Longden, A. Pereira, P. Peeters, R. Plevin, S. Plotkin, and R. Sausen (2014). *Transport*. In: *Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Chapter 8. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. [Edenhofer, O., R. Pichs-Madruga, Y. Sokona, E. Farahani, S. Kadner, K. Seyboth, A. Adler, I. Baum, S. Brunner, P. Eickemeier, B. Kriemann, J. Savolainen, S. Schlömer, C. von Stechow, T. Zwickel and J.C. Minx (eds.).
- Apt, J. (2005). Competition has not lowered u.s. industrial electricity prices. *The Electricity Journal*. 18(2), 52–61.
- Arabkoohsar, A. and H. Nami (2020, 09). *Pumped hydropower storage*.
- Arbabzadeh, M., R. Sioshansi, J. Johnson, and G. Keolelian (2019). The role of energy storage in deep decarbonization of electricity production. *Nature Communications* 10(1), 2041–1723. <https://doi.org/10.1038/s41467-019-11161-5>.
- Archer, C. and M. Jacobson (2007, 11). Supplying baseload power and reducing transmission requirements by interconnecting wind farms. *Journal of Applied Meteorology and Climatology* 46, 1701–1717.
- Archer, D. (2007). Methane hydrate stability and anthropogenic climate change. *Biogeosciences* 4, 521–544.
- Arias Correa, J., A. Pinto, C. Montez, and E. Leao (2019, 11). Swinging door trending compression algorithm for iot environments. pp. 143–148.
- Assis, T., A. P. Aguiar, C. Von Randow, D. Gomes, J. Kury, J. Ometto, and C. Nobre (2020, 10). Co2 emissions from forest degradation in brazilian amazon. *Environmental Research Letters* 15.
- Augusto-Barroso, L., T. Cavalcanto, P. Giesbertz, and K. Purchala (2005). *Classification of Electricity Market Models Worldwide*. CIGRRE Task Force C5.2.1.
- Ayres, R., R. Kummel, and D. Lindenberger (2010). Thermodynamic laws, economic methods and the productive power of energy. *Journal of Non-Equilibrium Thermodynamics* 35(2), 145–179.
- Ayres, R., J. Van-den Bergh, D. Lindenbergerger, and B. Warr (2013). The underestimated contribution of energy to economic growth. *INSEAD Working Paper No. 2013/97/TOM/EPS Social Innovation Centre*. Available at https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=2328101.
- Ayres, R. and B. Warr (2003, 01). *Economic growth models and the role of physical resources*, pp. 171–188.
- Baghsorkhi, S. (2009, aug). Examining the benefits of optimal spatial diversification of wind capacity. Examining the Benefits of Optimal Spatial Diversification of Wind Capacity By Sina Sadeghi Baghsorkhi

A thesis submitted in partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (Natural Resources and Environment) in the University of Michigan.

Baker, J. C. A. and D. V. Spracklen (2019). Climate benefits of intact amazon forests and the biophysical consequences of disturbance. *Frontiers in Forests and Global Change* 2.

BANCOMEXT (2018, nov). Modelos de negocio para la generación de electricidad con energías renovables en México: Invertir en un futuro energético sustentable. https://www.bancomext.com/wp-content/uploads/2018/12/Modelos_de_negocio_ER_Bancomext_CIZ.pdf.

Bao, S., Z. Zhang, E. Kalina, and B. Liu (2022). The use of composite goes-r satellite imagery to evaluate atc intensity and vortex structure forecast by an fv3gfs-based hurricane forecast model. *Atmosphere* 13, 180–196.

Barreto-Nieto, Carlos-Alberto, and J. Campo-Robledo (2012). Relación a largo plazo entre consumo de energía y pib en América Latina: Una evaluación empírica con datos de panel. *Ecos de Economía* 16(35), 73–89.

Baumol, W. (1986, dec). Productivity growth, convergence, and welfare: What the long-run data show. *The American Economic Review* 76(5), 1072–1085.

Beder, S. (2003). *Power Play: The Fight to Control the World's Electricity*. The New Press. New York.

Benn, Douglas, . and D. Sudgen (2021). West antarctic ice sheet and CO2 greenhouse effect: a threat of disaster. *Scottish Geographical Journal* 1(4), 13–23. Climate change, COP26 and the crucible of crisis.

Biggar, D. and A. Reeves (2016). Chapter 13 - network pricing for the prosumer future: Demand-based tariffs or locational marginal pricing? In F. P. Sioshansi (Ed.), *Future of Utilities Utilities of the Future*, pp. 247–265. Boston: Academic Press.

Bitar, E., P. Khargonekar, and K. Poola (2019). On the marginal value of electricity storage. *Systems and Control Letters* 123, 151–159.

Block, W. and I. Jankovic (2016). Tragedy of the partnership: A critique of Elinor Ostrom. *The American Journal of Economics and Sociology* 75(2), 289–318.

Blumsack, S. (2009, jul). Measuring the benefits and costs of regional electric grid integration. Carnegie Mellon Electricity Industry Center. working Paper CEIC-0709. www.cmu.edu/electricity.

Bochenek, B. and Z. Ustrnul (2022). Machine learning in weather prediction and climate analyses, applications and perspectives. *Atmosphere* 13.

Boiarkin, V., W. Asif, and M. Rajarajan (2020, 08). Decentralized demand response power management system for smart grids. pp. 70–74.

- Bolund, B., H. Bernhoff, and M. Leijon (2007, 02). Flywheel energy and power storage systems. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 11, 235–258.
- Bommier, E. (2014). Peaks-over-threshold modelling of environmental data. U.U.D.M. Project Report 2014:33. Uppsala Universitet.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and C. Knittel (1997, nov). A cournot-nash equilibrium analysis of the new jersey electricity market. Davis: Report for the Competition Department,, University of California, Davis, Disponibile en: http://economics.ucdavis.edu/people/bushnell/site/files_and_images/sb_jersey.pdf. Accessed November 11, 2017.
- Borjesson, P. (2018). Cost models for battery energy storage systems. KHT Industrial Engineering and Management School. Thesis, EGI-2018 TRITA-ITM-EX 2018:428.
- Borlase, S., D. Hettich, and D. Kranzler (2017, 11). *The Smart Grid IoT*, pp. 675–686.
- Bossavy, A., R. Girard, and G. Kariniotakis (2010, apr). Forecasting uncertainty related to ramps of wind power production. in Proceedings of the European Wind Energy Conference and Exhibition , Warsaw, Poland.
- Bouffaron, P. and T. Perrigault (2013). Methane hydrates, truths and perspectives. *International Journal of Energy, Information and Communications* 4(4), 23–30.
- Bouncken, R., M. Komorek, and S. Kraus (2015, 04). Crowdfunding: The current state of research. *International Business Economics Research Journal* 14, 407–416.
- Brattle (2020, jul). Capacity market and its evolution. Summary of discussions with OCCTO staff for developing the Capacity Market in Japan. Public Report. Prepared for the Organization of Cross-regional Coordination of Transmission Operators (OCCTO). The Brattle Group.
- Braun, S. and M. Kvasncka (2008). Agaisnt all odds? national sentiment and wagering on european football. *Published by Ruhr Economic Papers* (42).
- Breeze, P. (2018). *Compressed Air Energy*, Chapter Chapter 3. Power System Energy Storage. Academic Press. 23-31 pp.
- Bri-Mathias, H., M. Hummon, and K. Orwig (2011, oct). Solar ramping distributions over multiple timescales and weather patterns. Presented at the 10th International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems Aarhus, Denmark. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Conference Paper NREL/CP-5500-52735.
- Bucksteeg, M. (2019). Modelling the impact of geographical diversification of wind turbines on the required firm capacity in germany. *Applied Energy* 235, 1476–1491.

- Cain, C. and J. Lesser (2007). A common sense guide to wholesale electric markets. Bates White Consulting Research Document, Washington D.C.
- CAISO (1998). Real-time energy market. Chaoter 4. Annual Report. Market Issues and Performance. California Independent System Operator.
- CAISO (2002). Analysis of trading and scheduling strategies described in enron memos. Department of market analysis report, California Independent System Operator.
- CAISO (2014). California independent system operator corporation fifth replacement electronic tarif. Research report, California Independent System Operator.
- CAISO (2018). Settlement and billing, bpm consiguration guide: Bpm-cd pc metered energy adjustment factor. Research report, California Independent System Operator.
- Campbell, R. (2016). Electricity markets — recent issues in market structure and energy trading. Congressional Research Service. No. 7-5700, R43093 Available at: <https://fas.org/sgp/crs/misc/R43093.pdf>.
- CEC (2021, apr). Battery storage, the new, cleas peaker. CEC Documentation. Clean Energy Council. <https://assets.cleanenergycouncil.org.au/documents/resources/reports/battery-storage-the-new-clean-peaker.pdf>.
- Celebi, M., A. Hajos, and P. Hanser (2010, 06). Virtual bidding: The good, the bad and the ugly. *The Electricity Journal* 23, 16–25.
- CENACE (2016). Mercado para el balance de potencia. Informe Ejecutivo. Centro Nacional de Control de Energía. Dirección de Administración del Mercado y Subdirección de Operación de Mercado.
- CENACE (2017). *Informe de Tecnología de Generación de Referencia*. Centro Nacional de Control de Energía: Dirección de Administración de Mercado.
- CENACE (2019, Jun). Acuerdo de suspensión de la subasta de mediano plazo smp-1/2018. Centro Nacional de Control de Energía: Dirección de Administración del Mercado Eléctrico Mayorista.
- CFTC (1936). Commodity exchange act and regulations. Code Chapter 1, Title 7. Commodity Futures Trading Commision. U.S.A. Complementada en 2008 con la Dodd-Frank Wall Street Reform and Consumer Protection Act.
- Chanbers, D. and G. Jang-Ting (2009). Natural resources and economic growth: Some theory and evidence. *Anals of Economics and Finance*. 10(2), 367–389.
- Chen, C.-W. and V. Liu (2013). Corporate governance under asymmetric information: Theory and evidence. *Economic Modeling* 33, 288–291.

- Chen, H. and L. Han (2017, 10). Electricity market theory based on continuous time commodity model.
- Chen, H., T. Ngoc-Cong, W. Yang, C. Tan, Y. Li, and Y. Ding (2009). Progress in electrical energy storage system: A critical review. *Progress in Natural Science* 19, 291–312.
- Chen, T., Y. Hanyu, A. Yang, M. Liu, B. Chen, Y. Xie, and Q. Chen (2020). Application of lithium-ion batteries in grid-scale energy storage systems. *Transactions of Tianjin University* volume 26, 208–217.
- Cheng, C., A. Blakers, M. Stocks, and B. Lu (2019, 10). Pumped hydro energy storage and 100 asia. *Global Energy Interconnection* 2, 386–392.
- Chuang, A. S. and C. Schwaegerl (2009). Ancillary services for renewable integration. In *2009 CIGRE/IEEE PES Joint Symposium Integration of Wide-Scale Renewable Resources Into the Power Delivery System*.
- Chuckwudum, Q. (2018). Extreme value theory and copulas: Reinsurance in the presence of dependent risks. HAL Archives-Ouvertures. hal-01855971.
- Church, J. and R. Ware (2000). *Industrial Organization: A Strategic Approach*. McGraw-Hill.
- Coase, R. (1937). The nature of the firm. *Economica* 4(16), 386–405.
- Coase, R. (1960). *The Problem of Social Cost*, Chapter 5. In: Gopalakrishnan C. (eds). Palgrave Macmillan, London.
- COFECE (2021). Cuadernos de promoción a la competencia: transición hacia mercados competidos de energía: Los certificados de energías limpias en la industria eléctrica mexicana. Cuaderno de Promoción de Competencia, Comisión Federal de Competencia.
- Cohen, M. and A. McKillop (2012). *The Doomsday Machine: The High Price of Nuclear Energy*. New York: Palgrave.
- Collins, M., J. Knutti, J. Arblaster, T. Dufresne, P. Fichet, X. Friedlingstein, W. Gao, T. Gutowski, G. Johns, M. Krinner, C. Shongwe, A. Tebaldi, and M. Wehner (2013). *Long-term Climate Change: Projections, Commitments and Irreversibility.*, Chapter 12. Cambridge University Press. In *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*.
- Congressional Budget Office (2012, may). *Energy Security in the United States*. Congressional Budget Office. Congressional Budget Office of the the United States of America.
- Costanza, R. (2019). Ecological economics 1. In B. Fath (Ed.), *Encyclopedia of Ecology (Second Edition)* (Second Edition ed.), pp. 258 – 264. Oxford: Elsevier.
- Crampton, P. (2017). Electricity market design,. *Oxford Review of Economic Policy* 33(4), 589–612.

- Cramton, P., A. Ockenfels, and S. Stoft (2013, 09). Capacity market fundamentals. *Economics of Energy Environmental Policy* 2.
- CRE (2015a). *Preguntas Frecuentes Sobre la Nueva Reguñación en Temas Eléctricos*. Comisión Reguladora de Energía.
- CRE (2015b). *RESOLUCIÓN por la que la Comisión Reguladora de Energía expide las Disposiciones Administrativas de carácter general que contienen los criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional: Código de Red, conforme dispone el artículo 12, fracción XXXVII de la Ley de la Industria Eléctrica. (Continúa de la Tercera Sección)* (Diario Oficial de la Federación. ed.). Comisión Reguladora de Energía. Publicado en: http://dof.gob.mx/nota_detalle_popup.php?codigo = 5432509.
- Dai-Pra, B.-L., J. Batista-Dias, and A. Goncalves-Kieling (2015). Comparison between the energy required for production of pv module and the output energy throughout the product life time. *Journal of Power and Energy Engineering* 9(6), 592–597.
- Dale, M. and S. Benson (2013). Energy balance of the global photovoltaic (pv) industry - is the pv industry a net electricity producer? *Environmental Science Technology* 47(7), 3482–3489.
- Davidson, A. and R. Huser (2015). Statistics of extremes. *Annual Review of Statistics and its Application* 2, 203–236.
- de Gobernación, S. (2019, feb). *Proposición con punto de acuerdo, a fin de exhortar a la CFE a informar a la opinión pública sobre las causas de cancelación del concurso abierto número CFE-0036-CASOA-0001-2018 para contratar el proyecto 303 LT en corriente dirección Itepec potencia-Yautepec potencia, a cargo de la diputada Silvia Guadalupe Garza Galván, del grupo parlamentario del PAN*. Secretaría de Gobernación. Sistema de Información Legislativa de la Secretaría de Gobernación.
http://sil.gobernacion.gob.mx/Archivos/Documentos/2019/02/asun_3815375_20190219_1550609868.pdf.
- Deane, P. Quantifying the.
- Degeilh, Y. and C. Singh (2011). A quantitative approach to wind farm diversification and reliability. *International Journal of Electrical Power Energy Systems* 33(2), 303–314.
- DeLong, E. and P. Chisholm (2009). Ecology i: The earth system. Fall 2009. Massachusetts Institute of Technology: MIT OpenCourseWare, <https://ocw.mit.edu>.
- Denholm, P. and R. Margolis (2018, mar). The potential for energy storage to provide peaking capacity in california under increased penetration of solar photovoltaics. National Renewable Energy Laboratory (NREL).NREL/TP-6A20-70905 . Office of Energy Efficiency & Renewable Energy.

- dePalma, A. and J. Monardo (2019). Natural monopoly in transport. Working Paper HAL-02121079v1.
- Diesendorf, M. (2016, 04). *The Concept of Base-Load Power*, pp. 585–589.
- DiSavino, S. (2018, may). Jpmorgan to pay \$410 million to settle power market case.
- Dobricic, S. and L. Pozzoli (2019). Arctic permafrost thawing. JRC Science for Policy Report. UR 29940 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg,.
- DOE (2014). *Hydrogen Production*. Office of Energy Efficiency and Renewable Energy. The U.S. Department of Energy.
- DoE (2017, jul). Methane hydrate science and technology: a 2017 update. U.S. Department of Energy, National Energy Technology Laboratory,.
- DoE (2019, jul). Solving challenges in energy storage. energy.gov/technologytransitions. Office of Technology Transitions. The U.S. Department of Energy (DoE).
- Dominish, E. and S. Teske (2019). Responsible minerals sourcing for renewable energy. Report prepared for Earthworks by the Institute for Sustainable Futures, University of Technology Sydney.
- Doos, K., J. Nilsson, J. Nycander, L. Brodeau, and M. Ballarotta (2012). The world ocean thermohaline circulation. *Journal of Physical Oceanography* 42(9), 1445–1460.
- Drake, B. and K. Hubacek (2007). What to expect from a greater geographic dispersion of wind farms? a risk portfolio approach. *Energy Policy* 35, 3999–4008.
- Dupont, N. and M. Togeby (2016). Renewable energy scenarios for mexico: Background report. Technical report, EA Energy Analyses.
- Dutfoy, A., S. PArey, and N. Roche (2014). Multivariate extreme value theory - a tutorial wit applications to hydrology and meteorology. *Dependence Modeling* 2, 30–48. De Gruyter Open Access.
- EA Energy Analyses. (2018). *Baltimore Energy System Model, User Guide*. EA Energy Analyses.
- Earp, H. and A. Romeiro (2015). The entropy law and the impossibility of perpetual economic growth. *Open Journal of Applied Sciences* 5(10).
- Economics, P. (2021, may). 2020 state of the market report for the ercot electricity markets. Independent Market Monitor for ERCOT.
- Eesti-Energia, Latvenergo, Lietuvos-Energija, Elkraft-System, and COWI. (2005). Power sector development in a common baltic electricity market. *Ekraft System and COWI research document.*, 129’138.

- EIA (2012, feb). Negative prices in wholesale electricity markets indicate supply inflexibilities. *Today in Energy*. Report 5110. Energy Information Administration.
- Ejova, A. (2013, apr). *The Illusion of Control: Influencing Factors and Underlying Psychological Processes*. Ph. D. thesis, School of Psychology, University of Adelaide, <https://digital.library.adelaide.edu.au/dspace/bitstream/2440/82056/8/02whole.pdf>.
- Ela, E., M. Milligan, A. Bloom, A. Botterud, A. Townsend, and T. Levin (2014, sep). Evolution of wholesale electricity market design with increasing levels of renewable generation. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. U.S. Department of Energy. Technical report NREL/TP-5D00-61765.
- Eldridge, B., R. O'Neill, and B. Hobbs (2018). Pricing in day-ahead electricity markets with near-optimal unit commitment. Cambridge Working Papers in Economics 1872, Faculty of Economics, University of Cambridge.
- Elizalde, A. and I. Rousseau (2020, jan). Subastas de mediano y largo plazo en el sector eléctrico en México, avances a la fecha y participación en las perspectivas de la generación en el periodo 2018-2020. Publicación de el Programa de Energía, Año 5, Número 7.
- Elmegaard, B. and W. Brix (2011). Efficiency of compressed air energy storage. *DTU Orbit*. In The 24th International Conference on Efficiency, Cost, Optimization, Simulation and Environmental Impact of Energy Systems: The 2011 conference motto: International Smart Energy Networks of Cooperation for Sustainable Development.
- EnerAB (2016). *Beneficios Directos e Indirectos del Almacenamiento de Energía, Evaluación Regulatoria e Implementación en México*. EnerAB Almacenamiento de Energía. Aportación del grupo de trabajo de almacenamiento de energía de SENER.
- EPA (2015, jul). Emission factors for greenhouse gas inventories. Technical Report. Environmental Protection Agency. United States of America.
- Farey, J. (1827). *Treatise on the Steam Engine: Historical, Practical and Descriptive*. Longman, Rees, Brown and Green. London, U.K.
- Faunce, T. A., J. Prest, D. Su, S. J. Hearne, and F. Iacopi (2018). On-grid batteries for large-scale energy storage: Challenges and opportunities for policy and technology. *MRS Energy and Sustainability* 5.
- Fearnside, P. M. (1996). Amazonian deforestation and global warming: carbon stocks in vegetation replacing Brazil's Amazon forest. *Forest Ecology and Management* 80(1), 21–34.

FERC (2005, aug). Energy policy act of 2005. UNITED STATES OF AMERICA, 109th Congress-Congress of The United States. 119 STAT. 594, Federal Energy Regulatory Commission. Available at: <https://www.ferc.gov/enforcement/enforce-res/EPAAct2005.pdf>.

FERC (2010, jun). National action plan on demand response. <https://www.energy.gov/sites/prod/files/oeprod/DocumentsandM> 10, .

FERC. (2014, aug). Uplift in rto and iso markets. Federal Energy Regulatory Commission (FERC). Staff analysis report.

FERC (2016, nov). Staff whiten paper on anti-market manipulation enforcement efforts ten years after epact 2005. White paper, Federal Energy Regulatory Commission.

FERC (2020, apr). Energy primer: A handbook for energy market basics. Federal Energy Regulatory Commission. Staff Report.

Ferreira, C., J. Gama, L. Matias, A. Botterund, and J. Wang (2010). A survey on wind power ramp forecasting. Report ANL/DIS-10-13. Argonne National Laboratory. The U.S. Department of Energy.

Fix, B. (2015). *Rethinking Economic Growth Theory from a Biophysical Perspective*. Springer.

Flato, G., B. Marotzke, P. Abiodun, S. Braconnot, W. Chou, P. Collins, F. Cox, S. Driouech, V. Emori, C. Eyring, P. Forest, E. Gleckler, C. Guilyardi, V. Jakob, C. Kattsov, and M. Rummukainen (2013). Evaluation of climate models. . In: *Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA.

Fleischer, K., A. Ramming, and D. Lapola (2019). Amazon forest response to co2 fertilization dependent on plant phosphorus acquisition. *Nature Geoscience* 12, 736–741.

Florita, A., B. Hodge, and K. Orwig (2013, apr). Identifying wind and solar ramping events. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Conference Paper, NREL/CP-5500-574477 To be presented at the IEEE Green Technologies Conference.

FrontierEconomics.(2008).*Generatornodalpricing : Areviewoftheoryandpracticalapplication.FrontierEconomicsConsulting*

Fthenakis, V., H. Chul-Kim, , and E. Alsema (2007). Emissions from photovoltaic life cycles. *Environmental Science Technology* 42, 2168–2174.

Fyke, J., O. Sergienko, M. Loverstrom, S. Price, and J. Lenaerts (2018). An overview of interacrions and feedbacks between ice sheets and the earth system. *Reviews of Geophysics* 56, 361–408.

- Gallego, C. o., A. Cuerva, and A. Costa (2014). Detecting and characterising ramp events in windpower time series. In I. Publishing (Ed.), *Journal of Physics: Conference Series* 555. The science of making torque from wind, 2012.
- Gallo, G. (2015, dec). Electricity market manipulation: How behavioral modeling can help market design. Technica Report NREL/TP-5D00-65416. National Renewable Energy Laboratory (NREL).
- García-Álvarez, M.-T., R.-M. García-Rodríguez, and R. Mariz-Pérez (2008). Efectos de la liberalización en la inversión de generación de electricidad. *Investigaciones europeas de dirección y economía de la empresa* 14(1), 73–84.
- Gardonova, K. (2016). How the solow growth model changes with effective use of natural resources. *Advances in Economics and Business* 4(9), 500–505.
- Gegax, D. and K. Nowotny (1993). Competition and the electricity utility industry: An evaluation. *Yale Journal on Regulation* 10(1), 63–87. URI: <http://hdl.handle.net/20.500.13051/7881>.
- Gelinas, D. (2003, mar). Final report on price manipulation in western markets. Legal inquiry, docket no. pa02-02-000., Federal Energy Regulatory Commission (FERC).
- Genoese, F., M. Genoese, and M. Wietschel (2010). Occurrence of negative prices on the german spot market for electricity and their influence on balancing power markets. DOI: 10.1109/EEM.2010.5558703. Conference: Energy Market (EEM), 2010 7th International Conference on the European.
- Genton, M. and X. Xhu (2012). Short-term wind speed forecasting for power system operations. *International Statistical Review* 80(1), 2–23.
- Georgescu-Roegen, N. (1971). *The entropy Law and the Economic Process*. Harvard University Press. Available at: <https://www.scribd.com/document/267519123/The-Entropy-Law-and-the-Economic-Process-by-Nicholas-Georgescu-Roegen-pdf>.
- Georgescu-Roegen, N. (1986). The entropy law and economic process in retrospect. *Eastern Economic Journal* 12(1), 3–25.
- German-Watch (2014). The melting glaciers: Glacial lake outbursts floods in nepal and switzerland. Worksheet on Climate Change Worksheet.
- Ghosh, K. and P. Raychaudhuri (2007, 03). An adaptive approach to filter a time series data.
- Giampietro, M. and K. Mayumi (2018). Unraveling the complexity of the jevons paradox: The link between innovation, efficiency, and sustainability. *Frontiers in Energy Research* 6, 26.

- Gilleland, E. and R. Katz (2016, aug). extremes 2.0: An extreme value analysis package in r. *Journal of Statistical Software*. 72(8).
- Gillingham, K., D. Rapson, and G. Wagner (2014). The rebound effect and energy efficient policy. *Discussion Paper, RFF DP*, 14–39.
- Giorgi, F. (2010, 12). Uncertainties in climate change projections, from the global to the regional scale. *EPJ Web of Conferences* 9.
- Giron, R. (2015, apr). Certificados de energía limpia y sus consideraciones para promover la inversión. Boletín de Prensa. Instituto Mexicano para la Competitividad A.C. (IMCO).
- Gollmer, R., M. Nowak, W. Roemisch, and R. Schultz (2000, 11). Unit commitment in power generation - a basic model and some extensions. *Annals of Operations Research* 96, 167–189.
- Gomes, M. and A. Guillon (2015). Extreme value theory and statistics of univariate extremes: A review. *International Statistics Review* 83(2).
- Greer, M. (2011, 12). *The Theory of Natural Monopoly*, pp. 17–42.
- Grubb, M. and D. Newbery (2018). Uk electricity market reform and the energy transition: Emerging lessons. EPRG Working Paper 1817. Cambridge University, Energy Policy Research Group, Cambridge Working Paper in Economics 1834.
- Gómez, M. and J. C. Rodríguez (2015). Electricity consumption and economic growth: The case of mexico. *International Journal of Social, Behavioral, Educational, Economic, Business and Industrial Engineerin* 9(8).
- Habib, R. and M. Dixon (2010, may). Neurobehavioral evidence for the near-miss effect in pathological gamblers. *Journal of the Experimental Analysis of Behavior*. 93(3), 313–328.
- Hallowee, S., A. Myers, S. Arwade, W. Pang, P. Rawal, E. Hines, J. Hakkar, C. Quao, V. Valamanesh, K. Wei, W. Carswell, and C. Fontana (2018). Hurricane risk assesment of offshore wind turbines. *Renewable Energy* (125), 234–249.
- Harding, G. (1968, dec). The tragedy of commons. *Science* 162(3859), 1243–1248.
- Hatziaargyriou, N., H. Asano, R. Irvani, and C. Marnay (2007). Microgrids. *IEEE Power and Energy Magazine* 5(4), 78–94.
- Hausman, E., R. Fagan, D. White, K. Takahashi, and A. Napoleon (2006, feb). Lmp electricity markets: Market operations, market power, and value for consumers. www.synapse-energy.com. American Public Power Association.

- Hendry, C. (2012, feb). Project transmit - electricity transmission charging: Assessment of options for change. decc response. Department of Energy and Climate Change.
- Hermalin, B. (2003). Games in extensive form and repeated games. University of California, Berkeley, Class Resources Site: http://faculty.haas.berkeley.edu/hermalin/repeated_game.pdf.
- Hinkley, J. and C. Agrafiotis (2019). *Solar Thermal Energy and Its Conversion to Solar Fuels via Thermochemical Processes*, Chapter 9. Academic Press. Polygeneration with Polystorage for Chemical and Energy Hubs. London, UK.
- Hofling, H., M. Klobasa, M. Haendel, A. Eder-Frey, and M. Ragwitz (2015, sep). Negative prices on the electricity wholesale market and impacts of s. 24 EEG. Fraunhofer Institute for Systems and Innovation Research.
- Hogan, M. (2017). Follow the missing money: Ensuring reliability at least cost to consumers in the transition to a low-carbon power system. *The Electricity Journal* 30(1), 55–61.
- Hogan, W. (2000). Regional transmission organizations: Designing market institutions for electricity network systems. Harvard Electricity Policy Group report at the John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hogan, W. (2005, 01). On an “energy only” electricity market design for resource adequacy. Harvard Electricity Policy Group report at the John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hogan, W. (2014a, feb). Electricity market design flaws and market manipulation. Research Note for the Harvard Electricity Policy Group and for the Harvard-Japan Project on Energy and the Environment. Harvard University.
- Hogan, W. (2014b). Electricity scarcity pricing and resource adequacy. Harvard Electricity Policy Group report at the John F. Kennedy School of Government, Harvard University.
- Hogan, W. (2016, may). Virtual bidding and electricity market design. Mossavar-Rahmani Center for Business and Government John F. Kennedy School of Government Harvard University.
- Holland, P., T. Bracegirdle, P. Dutrieux, A. Jenkins, and E. Steig (2019). West antarctic ice loss influenced by internal climate variability and anthropogenic forcing. *Nature Geoscience* 12, 718–724.
- Holmberg, P. and E. Lazarczyk (2012). Congestion management in electricity networks: Nodal, zonal and discriminatory pricing. *EPRG WP1209, Economic & Social Research Council, Cambridge University*.
- Holmberg, P. and D. Newbery (2009, 01). The supply function equilibrium and its policy implications for wholesale electricity auctions. *SSRN Electronic Journal*.

- Holttinen, H., J. Kiviluoma, A. Forcione, M. Milligan, C. Smith, J. Dillon, J. Dobschinnski, S. van Roon, N. Cutululis, and A. Orths (2016). Design and operation of power systems with large amounts of wind power. IEA WInd. Final summary report, IEA WIND Task 25, Phase three 2012–2014. VTT Technology 268.
- Hopkins, C. A. (2020). Convergence bids and market manipulation in the california electricity market. *Energy Economics* 89, 104818.
- Hotelling, H. (1931). The economics of exhaustible resources. *Journal of Political Economy* 39(2), 137–175.
- Houghton, R., J. House, J. Pongratz, G. Van-DEr-Werf, R. DeFries, M. Hansen, C. LeQuiere, and N. Ramankutty (2012). Carbon emissions from land use and land -cover change. *Biogeosciences* 9, 5125–5142.
- Hu, J., R. Harmsen, W. Crijn-Graus, and E. Worrell (2019). Geographical optimization of variable renewable energy capacity in china using modern portfolio theory. *Applied Energy* 253.
- Huang, Y., P. Pardalos, and Q. Zheng (2017). *Electrical Power Unit Commitment, Deterministic and Two-Stage Stochastic Programming Models and Algorithms*. Springer. New York.
- Hughes, Z., D. FitzGerald, and C. Wilson (2021, 04). Impacts of climate change and sea level rise. ISBN 9781107186286.
- Huybrechts, P. (2004, apr). Threatened loss of the greenland ice sheet. *Nature* 48, 616.
- Ibáñez, F. and F. C. G. Reyes, Eduardo. Rorres (2015, sep). *Guía de Referencia para Interactuar en el Nuevo Mercado Eléctrico: Documento para el DEsarrollo de Proyectos de Cogeneración en México*. COGENEREA México. En colaboración con Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ) & Deutsche Zusammenarbeit.
- Iizumi, T., J. Luo, and A. e. a. Challinor (2014). Impacts of el niño southern oscillation on the global yields of major crops. *Nat Commun* 5. <https://doi.org/10.1038/ncomms4712>.
- IMBIE (2018). Mass balance of the antartic ice sheet from 1992 to 2017. Nature Insight. Ice Sheet Mass Balance Inter-Comparison Exercise (IMBIE).
- IMCO (2015). Cels, consideraciones para promover su inversión. Instituto Mexicano para la Competitividad con apoyo del British Council.
- INEEL (2018, mar). Almacenamiento de energía en la red eléctrica. Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias. Reporte versión 1.0
Available at: <http://transicionenergetica.ineel.mx/Revista.mvc/R1n2v1>.

- Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (2018, may). *Inventario Nacional de Emisiones de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero*. Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático.
- IPCC (2000). *Special Report on Emission Scenarios*. Cambridge University Press. Intergovernmental Panel on Climate Change. A Special Report on Working Group III.
- IRENA (2012). Wind power. IRENA, Research Document, Abu Dhabi.
- IRENA (2015, may). Renewable energy prospects: Mexico, remap 2030 analysis. www.irena.org/remap, Abu Dhabi.
- IRENA (2019). Innovative ancillary services, innovation landscape brief. International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi. ISBN 978-92-9260-129-4.
- Iweh, C., S. Gyamfi, E. Tanyi, and E. Effah-Donyina (2021). Distributed generation and renewable energy integration into the grid: Prerequisites, push factors, practical options, issues and merits. *Energies* 14(5375). <https://doi.org/10.3390/en14175375>.
- Jablonowski, C. (2018). Introduction to energy and earth sciences economics. Online Course: <https://www.e-education.psu.edu/ebf200/node/224>. Penn State University, Energy and Mineral Engineering Division, Course EBF 200.
- Jacobs, S., A. Jenkins, H. Hellmer, C. Giulivi, F. Nitsche, B. Huber, and R. Guerrero (2012, 09). The Amundsen sea and the antarctic ice sheet. *Oceanography* 25.
- Jacobson, M. (2012, feb). The potential of intermittent renewables to meet electric power demand: Current methods and emerging analytical techniques. *Proceedings of the IEEE* 100(2), 322–334.
- Jakovac, P. (2018). Causality between energy consumption and economic growth: Literature review. In *Proceedings of INTCESS2018- 5th International Conference on Education and Social Sciences*. Istanbul, Turkey.
- Jamasb, T. and R. Nepal (2013). Caught between theory and practice: Government, market and regulatory failures in electricity sector reforms. *WP 1304, University of Cambridge, Electricity Policy Research Group*.
- Jehle, G. and P. Reny (2011). *Advanced Microeconomic Theory* (first ed.). Essex, U.K.: FT Prentice Hall.
- Jeske, T., F. Leuthold, I. Rumiantseva, C. Von-Hirschhausen, and H. Weigt (2005, sep). Nodal pricing in the German electricity sector – a welfare economic analysis, with particular reference to implementing offshore wind capacities. *WP-GE-08a. Chair of Energy Economics and Public Sector Management Dresden University of Technology*.

- Jevons, W. (1865). *The Coal Question: An Inquiry Concerning the Progress of the Nation, and the Probable Exhaustion of Our Coal-Mines*. MacMillan and Co. London: UK.
- Jiang, D. and W. Powell (2015, 06). Optimal hour-ahead bidding in the real-time electricity market with battery storage using approximate dynamic programming. *INFORMS Journal on Computing* 27.
- Jiang, G., X. Shi, and Z. Shihong (2006, 05). Methane seeps, methane hydrate destabilization, and the late neoproterozoic postglacial cap carbonates. *Chinese Science Bulletin* 51, 1152–1173.
- Johannesson, T., G. , Aoaigeirsdottir, A. Ahlstrom, L. M. Andreas, H. Bjornsson, M. de Woul, H. Elvehoy, G. Flowers, S. Guomundsson, R. Hock, P. Holmlund, F. Palsson, V. Radic, O. Sigurosson, and T. Thorsteinson (2006, jun). The impact of climate change on glaciers and glacial runoff in the nordic countries. European Conference on Impacts of Climate Change on Renewable Energy Sources Reykjavik, Iceland.
- Johnathon, Chris. AND, P. A., A. Kennedy, and C. Planiden (2021). Analyzing electricity markets with increasing penetration of large-scale renewable power generation. *Energies* 14(7618).
- Joskow, P. (1987). Productivity growth and technical change in the generation of electricity. *Energy Journal* 8(1), 17–38.
- Joskow, P. (2008). Lessons learned from electricity market liberalization. *The Energy Journal*. 29(2), 9–42.
- Joughin, I., B. E. Smith, and B. Medley (2014). Marine ice sheet collapse potentially under way for the thwaites glacier basin, west antarctica. *Science* 344(6185), 735–738.
- K C, A. and G. Joshi (2017, 08). *Environmental Economics: Concept and Application Tools*, pp. 40–62.
- Kadar, P. (2014, jan). Pros and cons of the renewable energy application. *Acta Polytechnica Hungarica* 11, 211–224.
- Kahn, E. (1979). The reliability of distributed wind generators. *Electric Power Systems Research* 2(1), 1–14.
- Kaiser, G. (2018). The guide to energy market manipulation. Global Competition Review. Law Business Research Ltd. London, UK. First Edition.
- Kamath, C. (2010, apr). Understanding wind ramp events through analysis of historical data. Proceedings of the IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Expo , New Orleans, La. pp. 1-6.
- Kaplan, S. (2008, nov). Power plants: Characteristics and costs. <https://sgp.fas.org/crs/misc/RL34746.pdf>. CRS Report for Congress. Order Code RL34746. Congressional Research Service.
- Katiraei, F., R. Iravani, N. Hatziargyriou, and A. Dimeas (2008). Microgrids management. *IEEE Power and Energy Magazine* 6(3), 54–65.

- Keane, A., M. Milligan, C. J. Dent, B. Hasche, C. D'Annunzio, K. Dragoon, H. Holttinen, N. Samaan, L. Soder, and M. O'Malley (2011). Capacity value of wind power. *IEEE Transactions on Power Systems* 26(2), 564–572.
- Keay, M. (2016). Electricity markets are broken – can they be fixed? *The Oxford Institute for Energy Studies (OIES) paper EL17.*
- Keeney, W. (2013, dec). Investigation of compressed air energy storage efficiency. Mechanical engineering school, California Polytechnic State University, San Luis Obispo.
- Khalil, E. (1990). Entropy law and exhaustion of natural resources: Is the nicholas georgescu-rogen's paradigm defensible? *Econ* 2, 163–178.
- Khalil, E. (1991). Entropy law and nicholas georgescu-roegen's paradigm: A reply. *Ecological Economics* 3, 161–163.
- Kharel, S. and B. Shabani (2018). Hydrogen as a long-term large-scale energy storage solution to support renewables. *Energies* 11(10).
- Kingslake, J., R. Scherer, T. Albrecht, J. Coenenn, R. Powell, R. Reese, N. Stansell, S. Tulaczyk, M. Wearing, and P. Whitehouse (2018). Extensive retreat and re-advance of the west antarctic ice sheet during the holocene. *Nature Letters*.
- Kirby, B. (2004). Frequency regulation basics and trends. Oak Ridge National Laboratory. U.S. Department of Energy. ORNL/TM-2004/291.
- Klumpp, F. (2015). Potential for large scale energy storage technologies - comparison and ranking including an outlook to 2030. *Energy Procedia* 73, 124–135.
- Kolb, G. and R. Diver (2008). Conceptual design of an advanced trough utilizing a molten salt working fluid. Sandia National Labs. Working Paper SAND2008-0547C.
- Kostyannikova, D. (2012). *Economic Growth and Energy Consumption in OECD Countries; A Causality Analysis*. Ph. D. thesis, City University of New York (CUNY).
- Kozak, D., S. Holladay, and G. Fasshauer (2019, 05). Intraday load forecasts with uncertainty. *Energies* 12, 1833.
- Krajacic, Gorna. Loncar, D., M. Duic, Neven. Zeljko, R. Lacal-Arantequi, R. Loisel, and R. Igor (2013). Analysis of financial mechanisms in support to new pumped hydropower storage projects in croatia. *Applied Energy*. 101, 161–171.
- Kristiansen, T. (2004, 10). Markets for financial transmission rights. *Energy Studies Review* 13.

- Kruid, S., M. N. Macedo, S. R. Gorelik, W. Walker, P. Moutinho, P. M. Brando, A. Castanho, A. Alencar, A. Baccini, and M. T. Coe (2021). Beyond deforestation: Carbon emissions from land grabbing and forest degradation in the brazilian amazon. *Frontiers in Forests and Global Change* 4.
- Kuhlbrodt, T., S. Rahmstorf, K. Zickfeld, F. Bendiksen, S. Sundby, M. Hoffman, M. Peter, A. Bondeau, W. Cramer, and C. Jaeger (2009). An integrated assesment of changes un the thermohaline circulation. *Climate Change* 96, 489–537.
- Kumar, M., C. Samuel, and A. Jaiswal (2015, 03). An overview of distributed generation in power sector. *International Journal of Science, Technology Management* 04.
- Kumar, P. and D. Seppi (1992). Futures market manipulation with “cash settlement”. *The Journal on Finance*. 47(4), 1485–1502.
- Kumar-Narayan, P. and A. Prasad (2008). Electricity consumption–real gdp causality nexus: Evidence from a bootstrapped causality test for 30 oecd countries. *Energy Policy* 36, 910–918.
- Kummel, R. (1989). Energy as a factor of production and entropy as a pollution indicator in macroeconomic modelling. *Ecological Economics* 1, 161–180.
- Kummel, R. (2007, nov). The productive power of energy and its taxation. Talk presented at the 4th European Congress Economics and Management of Energy in Industry, Porto, Portugal.
- Kummel, R., J. Henn, and D. Lindenberger (2002). Capital, labor, energy and creativity: Modeling innovation diffusion. *Structural Change and Economic Dynamics*. 13, 415–433.
- Kylili, A. and P. Fokaides (2015). European smart cities: The role of zero energy buildings. *Sustainable Cities and Society* 15, 86–95.
- Langer, E. (1975). The illusion of control. *Journal of Personality and Social Psychology*. 32(2), 311–328.
- Lasseter, R. (2007, 09). Microgrids and distributed generation. *Journal of Energy Engineering-asce - J ENERGENG-ASCE* 133.
- Lazarou, S. and S. Makridis (2017). Hydrogen storage technologies for smart grid applications. *MDPI Challenges* 8(13).
- Ledgerwood, S. and J. Pfeifenberger (2013). Using virtual bids to manipulate the value of financial transmission rights. *The Electricity Journal*. 26(9), 9–25.
- Ledvina, A. and R. Sircar (2010). Dynamic bertrand oligopoly. *Working Paper DMS-0739195, 2010, ORFE Department, Princeton University,.*

- Lee, K., X. Geng, S. Sivaranjani, B. Xia, H. Ming, S. Shakkottai, and L. Xie (2022). Targeted demand response for mitigating price volatility and enhancing grid reliability in synthetic texas electricity markets. *iScience* 25(2), 103723.
- Leisch, J. (2015). *Methods For Procuring Power System Flexibility*. www.nrel.gov: Greening the Grid. USAID Office of Global Climate Change, National Renewable Energy Laboratory.
- Lenton, T., H. Held, E. Kriegler, J. Hall, W. Lucht, S. Rahmstorf, and H. Schellnhuber (2008, 03). Tipping elements in the earth's climate system. *Proceedings of the National Academy of Sciences of the United States of America* 105, 1786–93.
- Lever, A., D. Sanders, N. Lejmann, M. Ravishnkar, M. Ascroft, G. Strbac, M. Aunedo, F. Teng, and D. Pudjianto (2016). Can storage help reduce the cost of a future uk electricity system? Carbon Trust and the Imperial College London.
- Li, H., X. Wang, F. Li, Y. Wang, and X. Yu (2018). A robust day-ahead electricity market clearing model considering wind power penetration. *Energies* (11).
- Lin, B. and W. Wu (2017). Economic viability of battery energy storage and grid strategy: A special case of china electricity market. *Energy* (124), 423–434.
- Linn, J. and S. Jhij-Shyang (2016, sep). Does electricity storage innovation reduce greenhouse gas emissions? <https://media.rff.org/archive/files/document/file/RFF-DP-16-37.pdf>. Resources for the Future. Discussion Paper. RFF DP 16-37.
- Litvinov, E. (2009). Design and operation of the locationalmarginal prices-based electricity markets. *ET Generation, Transmission & Distribution* 4(2), 315–323. doi: 10.1049/iet-gtd.2009.0046.
- Liu, J. (2011). *Extreme Value Theory and Copula Theory: A Risk Management Application with Energy Futures*. Ph.d. thesis., University of Victoria.
- Lloyd, D., A. Tishler, and C.-K. Woo (2003). Electricity market reform failures: Uk. norway, alberta and california. *Energy Policy* 31.
- Lo Prete, C., N. Guo, and U. Shanbhag (2018, 10). Virtual bidding and financial transmission rights: An equilibrium model for cross-product manipulation in electricity markets. *IEEE Transactions on Power Systems* PP, 1–1.
- Lohani, S. and A. Blakers (2021, 06). 100% renewable energy with pumped-hydro-energy storage in nepal. *Clean Energy* 5, 243–253.
- Lyons, K., H. Fraser, and H. Parmesano (2000, 02). An introduction to financial transmission rights. *The Electricity Journal* 13, 31–37.

- Malthus, T. (1798). *An Essay on the Principle of Population*. J. Johnson, in St. Paul's Church yard. London, U.K.
- Mangram, M. (2013). A simplified perspective of the markowitz portfolio theory. *Global Journal of Business Research* 7(1), 59–70.
- Markowitz, H. (1952). Portfolio selection. *The Journal of Finance* 7(1), 77–91.
- Martin-del Campo, C., A. Pizarro-Alonso, B. Solano-Rodriguez, and K. Vaillancourt (2018). Mexico's transition to a net-zero emissions energy system: Near term implications of long term stringent climate targets. In *Limiting Global Warming to Well Below 2 °C: Energy System Modelling and Policy Development*, Volume Lecture Notes in Energy 64. Springer International Publishing AG, part of Springer Nature.
- McPhaden, M. (2001). *El Niño and La Niña: Causes and Global Consequences*, Volume 1. Encyclopedia of Global Environmental Change. 353-370.
- McPhaden, M., S. Zebiakand, and M. Glantz (2006). Enso as an integrating concept in earth science. *SCIENCE ENCE* 314, 1740–1745. DOI: 10.1126/science.1132588.
- Meadows, D., D. Meadows, J. Randers, and W. Behrens (1972). *The Limits to Growth*. Report for the Club of Rome's Project on the Predicament of Mankind. Washington: Potomac Associates.
- Melania, M. and J. Eichman (2015, feb). *Hydrogen Energy Storage: Grid and Transportation Services*. 15013 Denver West Parkway Golden, CO 80401: National Renewable Energy Laboratory (NREL). Office of Energy Efficiency and Renewable Energy, U.S. Department of Energy.
- Milligan, M. and T. Factor (2000). Optimizing the geographic distribution of wind plants in iowa for maximum economic benefit and reliability. *Wind Engineering* 24(4), 271–290.
- Mishra, S., M. Leinaske, and I. Palu (2017). Wind power variation identification using ramping behavior analysis. *Energy Procedia* 141, 565–571.
- Molina, M. and L. Vijay, Samudra. Molina (2004). Estimating air pollutionemissions from fossil fuel use in the electricity sector in mexico. Report prepared for the North American Commission for Environmental Cooperation. Massachusetts Institute of Technology.
- Mongird, K., V. Viswanathann, P. Balduccii, j. Alam, V. Fotedar, V. abd Koritarov, and B. Hadjerioua (2019, jul). Energy storage technnology and cost characterization report. HydroWires. U.S. Department of Energy.
- Montero, L.; Bello, A. J. (2022). A review on the unitcommitment problem: Approaches,techniques, and resolution methods. *Energies* 15(1296).

- Muñoz-García, F. (2017). *Advanced Microeconomic Theory: An Intuitive Approach with Applications*. Cambridge, MA.: MIT Press.
- Nalamati, C. S. (2021, 10). *Grid Energy Storage Technologies*, pp. 119–139.
- Natalia, S., J. . Holdrenb, B. Rogersa, R. Treharnea, P. Duffya, R. . Pomerancea, and E. MacDonald (2021). Permafrost carbon feedbacks threaten globalclimate goals. *PNAS* 118(21), 1–3.
- Nazari-Heris, M. and B. Mohammadi-Ivatloo (2018). Application of robust optimization method to power system problems. *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*.
- Neelin, J. D., D. S. Battisti, A. C. Hirst, F.-F. Jin, Y. Wakata, T. Yamagata, and S. E. Zebiak (1998). Enso theory. *Journal of Geophysical Research: Oceans* 103(C7), 14261–14290.
- Nerkar, H., P. Kundu, and A. Choudhury (2021, 06). Frequency control ancillary services in power system with integration of pv generation. pp. 1–6.
- Neustroev, M., A. Donchenko, and N. Tarabukina (2021, 10). Ecology of microorganisms in the conditions of permafrost. *Siberian Herald of Agricultural Science* 51, 76–83.
- Newell, S., K. Spees, J. Pfeifenberger, R. Mudge, M. DeLucia, and R. Carlton (2012, jun). Ercot investment incentives and resources adequacy. Electric Reliability Council of Texas. The Battle Group.
- Nicholls, R., S. Hanson, C. Herweijer, N. Patmore, S. Hallegatte, J. Corfee-Morlot, J. Cheateau, and R. Muir-Wood (2007). Ranking of the world’s cities most exposed to coastal flooding today and in the future. OECD Publications,. In partnership with OECD, RMS, University of Southampton, Meteo France, Tyndall Centre and CIRED.
- Nils-Henrik von der, F. and D. Harbord (1998). Competition in electricity spot markets economic theory and international experience. *University of Oslo Working Paper: 0598.*, 1–59.
- Ninagawa, C. (2022, 01). *Smart Grid*, pp. 1–17.
- Noble, T., E. Rohlin, A. Aitken, H. Bostock, and Z. Chase (2020). The sensitivity of the antarctic ice sheet to a changing climate: Past, present, and future. *Reviews of Geophysics* 58.
- Nobre, C. A., G. Sampaio, L. S. Borma, J. C. Castilla-Rubio, J. S. Silva, and M. Cardoso (2016). Land-use and climate change risks in the amazon and the need of a novel sustainable development paradigm. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 113(39), 10759–10768.
- Novacheck, J. and J. X. Johnson (2017). Diversifying wind power in real power systems. *Renewable Energy* 106, 177–185.

- Nuemayer, E. (2000). Scarce or abundant?: the economics of natural resource availability. *Journal of Economic Surveys* 14(3), 307–355.
- Octaviano, C., S. Paltsev, and A. Costa (2016). Climate change policy in brazil and mexico: Results from the mit eppa model. *Energy economics* 56, 600–614.
- OECD (2002, jan). *Glossary of Industrial Organization Economics and Competition Law*. Organizartion for Economic Co-operation and Development. Commissioned by the Directorate for Financial, Fiscal and Enterprise Affairs.
- Omri, A. (2014, jan). An international literature survey on energy-economic growth nexus: Evidence from country-specific studies. *MPRA Paper No. 82452*.
- ONU (2016, aug). *Compendio de información que presentan la Coalición de Organizaciones de la Sociedad Civil al Grupo de Trabajo sobre Empresas y Derechos Humanos de la ONU*. Organización de las Naciones Unidas.
- Oren, S., P. Spiller, P. Varaiya, and F. Wu (1995). Nodal prices and transmission rights: A critical appraisal. *The Electricity Journal*. 8(3), 24–35.
- Ostergard, R. (2011, dec). Flywheel energy storage, a conceptual study. Master’s thesis, Uppsala Universitet.
- Ostrom, E. (1990). *Governing the Commons: The Evolution of Institutions for Collective Action*. Cambridge University Press. Cambridge, U.K.
- Oureilidis, K., K.-N. Malamaki, K. Gallosv, A. Tsitsimelis, C. Dikaiakos, S. Gkavanoudis, M. Cvetkovic, J. Mauricio, J. Maza, J. Martinez, G. Papaioannou, and C. . Demoulias (2020). Ancillary services market design in distribution networks: Review and identification of barriers. *Energies* 13(917). doi:10.3390/en13040917.
- Pan, L., E. M. Powell, K. Latychev, J. X. Mitrovica, J. R. Creveling, N. Gomez, M. J. Hoggard, and P. U. Clark (2021). Rapid postglacial rebound amplifies global sea level rise following west antarctic ice sheet collapse. *Science Advances* 7(18), eabf7787.
- Parhizi, S., H. Lotfi, A. Khodaei, and S. Bahramirad (2015). State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access* 3, 890–925.
- Parrado, C., E. Fuentealba, and A. Marzo (2016). 2050 lcoe improvement using new molten salt for thermal energy storage in csp plants. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 57, 505–514.
- Pattyn, F., C. Ritz, E. Hanna, X. y. Asay-davis, R. DeConto, G. Durand, L. Favier, X. Fettweis, H. Goelzer, N. Gollledge, P. Kuipers, J. Lennnaerts, S. Nowicki, A. Payne, A. Robinson, H. Seroussi, L. Trusel, and

- M. Broeke (2018, nov). The greenland and antartic ice sheets unedr 1.5 c global warming. *Nature Climate change* 8, 1053–1061.
- Pearce, D. (2002). An intellectual history of environmental economics. *Annu. Rev. Energy Environ.* 27, 57–81.
- Pegou-Sibe, J. and C. Cesaire (2015). The nexus between energy consumption and economic growth: The case of mexico. *Panorama Económico* 0(20), 129–156.
- Pelland, S., J. Remund, J. Kleissl, T. Oozeki, and K. Brabandere (2014). Photovoltaic and solar forecasting: State of the art. Report IEA PVPS T14-01:2013. International Energy Agency, Photovoltaic Power Systems Programme.
- Penaranda, A., D. Romero-Quete, and C. Cortes (2021). Grid-scale battery energy storage forarbitrage purposes: A colombiancase. *Batteries* 7(59). <https://doi.org/10.3390/batteries7030059>.
- Peters, R. and C. Burda (2007). The basics on base load: Meeting ontario’s base load electricity demand with renewable power sources. Technical report, Pembina Institute.
- Pierpoint, B. (2020, nov). A market mechanism for long-term energy contracts to support electricity system decarbonization. World Resources Institute.
- Pigou, A. (1920). *The Economics of Welfare*. Macmillan and Co. London.
- Pimm, A. J., J. Palczewski, E. R. Barbour, and T. T. Cockerill (2021). Using electricity storage to reduce greenhouse gas emissions. *Applied Energy* 282, 116199.
- PJM (2015). Virtual transactions in the pjm energy markets. Educational document, PJM Interconnection.
- Potter, C., E. G. , and B. Nijssen (2009, mar). Potential benefits of a dedicated probabilistic rapid ramp event forecast tool,. pp. 1–5 in Proceedings of the IEEE Power Systems Conference and Exposition–PSCE ’09 , Seattle, Wash.,.
- Presidencia de la República (2014). *Ley de La Industria Eléctrica* (Diario Oficial de la Federación, DOF 11 - 08 - 2014 ed.). Presidencia de la República.
- Presidencia de la República (2015). *Ley de Transición Energética* (Diario Oficial de la Federación, DOF 24 - 12 - 2015 ed.). Presidencia de la República.
- Presidencia de la República, México. (2019, apr). *Plan Nacional de Desarrollo 2019-2024*. Presidencia de la República, México.
- PSCW (2012). Electric power plants. Wisconsin Commission site: <https://psc.wi.gov/Documents/Brochures/ElectricPublicServiceCommissionofWisconsin>.

- Pu, Z. and E. Kalnay (2018). *Numerical Weather Prediction Basics: Models, Numerical Methods, and Data Assimilation*, Chapter 3. Springer-Verlag. In: Duan Q., Pappenberger F., Thielen J., Wood A., Cloke H., Schaake J. (eds) *Handbook of Hydrometeorological Ensemble Forecasting*.
- Rahmstorf, S. (2000). The thermohaline ocean circulation: A system with dangerous thresholds? *Climatic Change* 46, 247–256.
- Ramírez, O. (2014, apr). Instalación de planteas de almacenamiento de energía por bombeo y su contribución para mejorar la eficiencia de las centrales termoeléctricas. Academia de Ingeniería México, Available at: http://www.ai.org.mx/ai/images/sitio/2014/04/ingresos/jor/trab_fin_instalacion_de_plantas.pdf.
- Ranganathan, S. (2016). Global commons. *European Journal of International Law* 27(3), 693–717.
- Ravn, H. (2001). *The Balmorel Model: Theoretical Background*. EA Energy Analysis.
- Rebours, Y. (2008). A comprehensive assessment of markets for frequency and voltage control ancillary services. Electric power. University of Manchester. HAL Id: tel-00370805 <https://tel.archives-ouvertes.fr/tel-00370805>.
- Rehman, S., L. Al-Hadhrami, and M. Alam (2015). Pumped hydro energy storage system: A technological review. *Renewable and sustainable energy reviews* 44, 586–598.
- Rehnberg, M. (2021, 04). Global warming causes uneven changes in heat stress indicators. *Eos* 102.
- Reid, L. (1986). The psychology of the near miss. *Journal of Gambling Behavior* 2(1), 33–39.
- Ren, X., X. Li, K. Ren, J. Song, Z. Xu, K. Deng, and X. Wang (2020, 12). Deep learning-based weather prediction: A survey. *Big Data Research* 23, 100178.
- Reutter, F. (2016, 09). *Impacts of battery storage siting on network congestion*. Ph. D. thesis, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung.
- Rhoaders, S. (1993, mar). The herfindahl-hirschman index. Technical Report. The Federal Reserve Bank of St. Louis.
- Roberts, J. (2018, 11). *The Capacity Market in Great Britain*, pp. 193–208.
- Roos, N. (1998, 08). An objective definition of subjective probability. Proc. 13th European Conference on Artificial Intelligence, ECAI.
- Roques, F., C. Hiroux, and M. Saguan (2010). Optimal wind power deployment in europe—a portfolio approach. *Energy Policy* 38(7), 3245–3256. Large-scale wind power in electricity markets with Regular Papers.
- Rose, B. (2020, nov). The climate laboratory,. <https://brian-rose.github.io/ClimateLaboratoryBook/courseware/insolation.html>.

- Ruppel, C. (2011). Methane hydrates and contemporary climate change. *Nature Education Knowledge* 3(10).
- Ruppel, C. and J. Kessler (2017). The interaction of climate change and methane hydrates. *Rev. Geophys* 55, 126–168. doi:10.1002/2016RG000534.
- Saele, H., A. Morch, M. Degefa, and I. Oleinikova (2020, 10). Assessment of flexibility in different ancillary services for the power system.
- Salinger, J., T. Chinn, and B. Wilsman, Andrew Fitzharris (2008). Glacier response to climate change. *Water and Atmosphere* 16(3), 16–17.
- Saraiva, T., C. Jesus, and L. Ferreira (2010, 04). Capacity markets. *Renewable Energy and Power Quality Journal* 1.
- Scambos, T., R. Bell, R. Alley, S. Anandakrishnan, D. Bromwich, K. Brunt, K. Christianson, T. Creyts, S. Das, R. DeConto, P. Dutrieux, H. Fricker, D. Holland, J. MacGregor, B. Medley, J. Nicolas, D. Pollard, M. Siegfried, A. Smith, E. Steig, L. Trusel, D. Vaughan, and P. Yager (2017). How much, how fast?: A science review and outlook for research on the instability of antarctica’s thwaites glacier in the 21st century. *Global and Planetary Change* 153, 16–34.
- Schagen-Mendoza, D. (2018). Opportunities in the mexican renewable energy sector. Netherlands Enterprise Agency, Ministry of Foreign Affairs.
- Schmalensee, R. (1985, 02). Standards for dominant firm conduct : what can economics contribute? SSM WP1723-85.
- Schmidt, O., S. Melchior, A. Hawkes, and L. Staffell (2019). Projecting the future levelized cost of electricity storage technologies. *Joule* 3, 81–100.
- Schurr, E. and A. McGuire (2015, apr). Climate change and teh permafrost carbon feedback. *Nature* 520, 171–179.
- Schuur, E., J. Bockheim, and J. Canadell (2008). Vulnerability of permafrost carbon to climate change: Implications for the global carbon cycle. *BioScience* 58(8), 701–715.
- Schuur, E., W. Bowden, B. Abbot, and S. Chapin (2013). Expert assessment of vulnerability of permafrost carbon. *Climatic Change* 119, 359–374.
- Secretaría de Energía (2014a). *Intended Nationally Determined Contribution*. Secretaría de Energía.
- Secretaría de Energía (2014b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2014-2028 (PRODE-SEN)*. (2014-2028 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2015a). *Bases del Mercado Eléctrico* (Diario Oficial de la Federación, DOF 09 - 08 - 2015 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2015b). *Manual de subastas de Largo Plazo* (Diario Oficial de la Federación, DOF 19 - 11 - 2015 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2016a). *Acuerdo por el que se Emite el Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 17 - 06 - 2016 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2016b). *Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 17 - 06 - 2016 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2016c). *Manual del Mercado para el Balance de Potencia*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 22 - 09 - 2016 ed.). México: Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2017a). *DISPOSICIONES para el registro de parámetros de costos y capacidad de las Unidades de Central Eléctrica y de los Recursos de Demanda Controlable Garantizados*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 05 - 01 - 2017 ed.). Secretaría de Energía. Unidad del Sistema Eléctrico Nacional y Política Nuclear de la Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2017b). *Manual de Subastas de Derechos Financieros de Transmisión*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 07 - 28 - 2017 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2017c). *Prospectiva de Gas Natural y Gas L.P. 2017-2031*. Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2017d). *Prospectiva del Sector Eléctrico, 2017-2031*. Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2018a). *Ley General de Cambio Climático*. Secretaría de Energía. DOF 13-07-2018.

Secretaría de Energía (2018b). *Manual de Vigilancia del Mercado*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 12 - 01 - 2018 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2018c). *Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución del Mercado Eléctrico Mayorista*. Secretaría de Energía. Como parte del PRODESEN.

Secretaría de Energía (2018d). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2018-2032 (PRODESEN)*. (2018-2032 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2019a). *ACUERDO por el que se modifican los Lineamientos que establecen los criterios para el otorgamiento de Certificados de Energías Limpias y los requisitos para su adquisición, publicados el 31 de octubre de 2014*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 28 - 10 - 2019 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2019b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2019-2033. (PRODE-SEN)*. Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2020a). *ACUERDO por el que se emite la Política de Confiabilidad, Seguridad, Continuidad y Calidad en el Sistema Eléctrico Nacional*. (Diario Oficial de la Federación, DOF 15 - 05 - 2020 ed.). Secretaría de Energía.

Secretaría de Energía (2020b). *Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, 2020-2034. (PRODE-SEN)*. Secretaría de Energía.

Secretaría de Gobernación (2016). *Términos para la Estricta Separación Legal de la Comisión Federal de Electricidad* (Diario Oficial de la Federación, DOF 11 - 01 - 2016 ed.). Secretaría de Gobernación.

Secretaría de Gobernación (2019). *Acuerdo por el que se modifican los Términos para la estricta separación legal de la Comisión Federal de Electricidad, publicados el 11 de enero de 2016* (Diario Oficial de la Federación, DOF 25 - 03 - 2019 ed.). Secretaría de Gobernación.

SENER (2017). *Programa de Redes Eléctricas Inteligentes*. Secretaría de Energía. En complemento al Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.

Server-Farm (2020, apr). Data center and supercomputers addressing climate change celebrating the data centers and supercomputers crunching climate data. Server Farm LLC. Industry Insights corresponding to Co-location and Data Center Design, Report.

Shindell, D., B. Walter, and G. Faluvegi (2004). Impacts of climate change on methane emissions from wetlands. *Geophysical Research Letters* 31(21).

Shukla, P., J. Skea, E. C. Buendia, V. Masson-Delmotte, H. O. Portner, D. C. Roberts, P. Zhai, R. Slade, S. Connors, R. van Diemen, M. Ferrat, E. Haughey, S. Luz, S. Neogi, M. Pathak, J. Petzold, J. P. Pereira, P. Vyas, E. Huntley, K. Kissick, M. Belkacemi, and J. Malley (2019). *Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems*. Intergovernmental Panel on Climate Change. In press.

Simiu, E. and N. Heckert (1995, mar). Extreme wind distribution tails: A 'peaks over threshold' approach. *National Institute of Standards and Technology Building Science Series* 174, 72.

Singh, A. (2015). Economics of power markets. In *Training Programme on Power Procurement Strategy and power Exchanges*. Indian Institute of Technology Kanpur, Department of Industrial and Management Engineering.

- Soden, B. and I. Held (2006, 07). An assessment of climate feedbacks in coupled ocean–atmosphere models. *Journal of Climate - J CLIMATE* 19.
- Soldatenko, S. A. and D. Chichkine (2016). Climate model sensitivity with respect to parameters and external forcing. In T. Hromadka and P. Rao (Eds.), *Topics in Climate Modeling*, Chapter 5. Rijeka: IntechOpen.
- Solow, R. (1957, aug). Technical change and the aggregate production function. *The Review of Economics and Statistics* 39(3). pp. 312-320.
- Solow, R. (1973). Is the end of the world at hand? *Challenge* 16(1), 39–50.
- Solow, R. (1974). The economics of resources or the resources of economics. *American Economic Review* 64(2), 1–14.
- Stephenson, A. (2012, aug). Statistics of multivariate extremes. Technical Report. CRAN. EVD Vignete.
- Stern, N. (2007). *The Economics of Climate Change: The Stern Review*. Commissioned: Government of the United Kingdom. Cambridge University Press, UK.
- Steward, D., G. Saur, M. Penev, and T. Ramsden (2009, nov). Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage. Technical Report NREL/TP-56-46719. National Renewable Energy Lab.
- Strielkowski, W. (2020). Chapter 2 - traditional power markets and an evolution to smart grids. In W. Strielkowski (Ed.), *Social Impacts of Smart Grids*, pp. 9–54. Elsevier.
- Stuart-Mill, J. . (1884). *Principles of Political Economy with Some of their Applications to Social Philosophy*. Longmans, Green and Co. LTD. London.
- Sundali, J., A. Safford, and R. Cronson (2012, nov). The impact of near-miss events on betting behavior: An examination of casino rapid roulette play. *Judgement and Decision Making* 7(6), 768–778.
- Sutter, J., P. Gierz, K. Grosfeld, M. Thoma, and G. Lohmann (2016). Ocean temperature thresholds for last interglacial west antarctic ice sheet collapse. *Geophysical Research Letters* 43(6), 2675–2682.
- Sáiz, , M. García, and S. Nogales (2010). Mercados a plazo de electricidad. <https://www.ieaf.es/>. Instituto Español de Analistas Fienacieros y Fundación de Estudios Financieros.
- Sánchez, N. (2020). Day-ahead electricity market: Proposal to adapt complex conditions in omel. Escuela tÉcnica superior de ingenierÍa (icai), Universidad Pontificia Comillas.
- Sánchez-Salazar, M.-T., J.-M. Casado-Izquierdo, and E. Saavedra-Silva (2004). La inversión privada en el sector eléctrico en méxico: marco institucional y estructura territorial. *Investigaciones Geográficas* (54).

- Thatje, S., O. Heilmayer, and J. Laudien (2008). Climate variability and el niño southern oscillation: implications for natural coastal resources and management. *Helgol Mar Res* 62(5-14). <https://doi.org/10.1007/s10152-008-0104-0>.
- Thomas, S. (2016). A perspective on the rise and fall of the energy regulator in Britain. *Utilities Policy* 39, 41–49.
- Tovilla, J. (2015). Pathways to deep decarbonization in Mexico. Technical report, SDSN-IDDRI.
- Truewind (2008). AWS Truewind's final report for the Alberta forecasting pilot project. Alberta, Canada.
- Ukav, I. (2017). Market structures and concentration measures techniques. *Asian Journal of Agricultural Extension, Economics and Sociology* 19(4), 1–16.
- United Nations (2019, Nov). *Emissions Gap Report 2019*. United Nations. United Nations Environment Programme.
- Uno, M. (2011, 09). *Supercapacitor-Based Electrical Energy Storage System*.
- Urquhart, B., M. Ghonima, A. Nguyen, B. Kurtz, C. Chow, and J. Kleissl (2013, 07). Sky-imaging systems for short-term forecasting. *Solar Energy Forecasting and Resource Assessment*, 195–232.
- Vaughan, D. (2008, 11). West Antarctic ice sheet collapse, the fall and rise of a paradigm. *Climatic Change* 91, 65–79.
- Veysey, J., C. Octaviano, S. Calvin, K. Herreras, A. Kitous, J. McFarland, and B. Zwaan (2016). Pathways to Mexico's climate change mitigation targets: a multi-model analysis. *Energy Economics* (56), 587–599.
- Vilanova, M., A. Flores, and J. Balestieri (2020, 08). Pumped hydro storage plants: a review. *Journal of the Brazilian Society of Mechanical Sciences and Engineering* 42.
- Vinay, K. and R. Hombalial (2021). Comparative study of three stochastic future weather forecast approaches: a case study. *Data Science and Management* 3, 3–12.
- Viscusi, W., J. Harrington, and D. Sappington (2018). *Economics of Regulation and Antitrust* (fifth ed.). MIT Press. Cambridge, MA.
- Vives, X. (1989). Cournot and the oligopoly problem. *European Economic Review*. 33, 503–514.
- von der Fehr, N.-H. (2015). Leader, or just dominant? the dominant-firm model revisited. Memorandum Oslo University, Department of Economics.
- Von-Hippel, D., T. Suzuki, A. S.-T. Williams, James, and P. Hayes (2010). *The Routledge Handbook of Energy Security*. Evaluating the Energy Security Impacts of Energy Policies. Routledge International. Chapter 3. doi = 10.4324/9780203834602.

- Walter J. Primeaux, J. (1979). Some problems with natural monopoly. *The Antitrust Bulletin* 24(1), 63–85.
- Wang, J., K. Lu, L. Ma, J. Wang, M. Dooner, S. Miao, L. Jian, and D. Wang (2017, 07). Overview of compressed air energy storage and technology development. *Energies* 10, 991.
- Washington, W. (2005). The computational future for climate change research. *Journal of Physics: Conference Series*. 16, 317–324.
- Weisman, D. (2011). Notes on dominant firm analysis and limit pricing. Kansas State University, Industrial Organization & Public Policy, course 640.
- Weiss, M. and M. Weiss (2019). An assessment of the threats to the american power grid. *Sustainability and Society* 18(9).
- Weizsacker, E., H. Lovins, and A. Lovins (1998). *Factor Four: Doubling Wealth, Halving Resource Use*. The New Report to the Club of Rome. London: Earthscan.
- Wellinghoff, J. (2011, may). Order accepting tariff revisions. Legal Inquiry, Docket Nos. ER11-3149-000, ER11-3149-001. 135 FERC 61,110, Federal Energy Regulatory Commission (FERC).
- White, L. (2012, 05). Market power: How does it arise? how is it measured? To appear in *The Oxford Handbook in Managerial Economics*, edited by Christopher R. Thomas and William F. Shugart II. Chapter V. Stern School of Business, New York University.
- Willems, B. (2000, oct). Cournot competition in the electricity market with transmission constraints. *Discussion Paper Series (DSP) 00.24- Center for Economic Studies, Leuven Universitet*.
- Wilson, B. and S. Rassenti (2004, 02). How applicable is the dominant firm model of price leadership? *Experimental Economics* 7, 271–288.
- Winstanley, C., P. Cocker, and R. Rogers (2011, jan). Dopamine modulates reward expectancy during performance of a slot machine task in rats: Evidence for a near-miss effect. *Neuropsychopharmacology* 36, 913–925.
- Woermann, M. (2008, dec). Market size and market power: Evidence from the texas electricity market. Energy Institute at HAAS, Berkeley University. WP 298.
- Wojciech, H. (2013). How to perfectly discriminate in a crowd? a theoretical model of crowdfunding. *Working Paper No. 16/2013 (101)*.
- Wolak, F. (2000). *Deregulation and Interdependence in the Asia-Pacific Region, NBER-EASE Volume 8*, Volume 0-226-38674-0, Chapter Market Design and Price Behavior in Restructured Electricity Markets, An international Comparison. University of Chicago Press. Takatoshi Ito and Anne O. Krueger, editors. Conference Date: June 19-21, 1997.

- Wolak, F. (2002, may). Statement of frank a. wolak. Technical report, Senate Comitee on Commerce, Science and Transportation. Frank A. Wolak is the Chairman, Market Surveillance Comitte, California Independent System Operator.
- Wolak, F. (2003, apr). Designing competitive wholesale electricity markets for latin american countries. Organization for Economic Cooperation and Development (OECD).
- Wood, R., M. Vellinga, and R. Thorpe (2003). Global warming and thermohaline circulation stability. *Philosophical Transactions of the Royal Society A Mathematical Physical and Engineering Sciences* 361, 1961–1975.
- Woodman, M. (2011). Negative wholesale power prices: Why they occur and what to do about them. *Working Paper. NYU*.
- World Bank Group. (2009, nov). *Government Expenditures in Pre and Post Disaster Risk Management*. World Bank Group. Background Note for World Bank-U.N. Assessment Natural Hazards, Unnatural Disasters: Effective Prevention through the Economic Lens.
- World Energy Resources (2016). *E-Storage: Shifting from Cost to Value Wind and Solar Applications*. World Energy Resources. Conseil Mondial de L'Ennegie.
- World Meteorological Organization (2019, nov). *WMO Greenhouse Gas Bulletin*. World Meteorological Organization. WMO. No. 15. ISSN 2078-0796.
- Xu, X. and L. Zhang (2021, 01). Performance analysis of multi-energy hybrid system based on molten salt energy storage. *Energy Engineering* 118, 1905–1920.
- Yang, S., Z. Li, J.-Y. Yu, X. Hu, W. Dong, and S. He (2018, 04). El Niño–Southern Oscillation and its impact in the changing climate. *National Science Review* 5(6), 840–857.
- You, Q., Z. Cai, N. Pepin, D. Chen, B. Ahrens, Z. Jiang, F. Wu, S. Kang, R. Zhang, T. Wu, P. Wang, M. Li, Z. Zuo, Y. Gao, P. Zhai, and Y. Zhang (2021, 04). Warming amplification over the arctic pole and third pole: Trends, mechanisms and consequences. *Earth-Science Reviews* 217, 103625.
- Yu, Q., Q. Wang, X. Tan, G. Fang, and J. Meng (2019, 07). A review of compressed-air energy storage. *Journal of Renewable and Sustainable Energy* 11, 042702.
- Yulong, P., A. Cavagnino, S. Vaschetto, C. Feng, and A. Tenconi (2017, 06). Flywheel energy storage systems for power systems application. pages = 492-501, doi = 10.1109/ICCEP.2017.8004733.
- Zhang, Y. and W. Perrie (2001, 08). Feedback mechanisms for the atmosphere and ocean surface. *Boundary-Layer Meteorology* 100, 321–348.

Zheng, H. and A. Kusiak (2009). Prediction of wind farm power ramp rates: A data-mining approach. *Journal of Solar Energy Engineering* 131(3), 031011-1-031011-8.