



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
ENERGÍA – SISTEMAS ENERGÉTICOS

ANÁLISIS DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO EN LA
INDUSTRIA QUÍMICA MEXICANA

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
MARIANO OSVALDO BIRLAIN ESCALANTE

TUTOR PRINCIPAL
DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPEIRO, IER – UNAM

COMITÉ TUTOR
DR. FABIO MANZINI POLI, IER – UNAM
DRA. GENICE KIRAT GRANDE ACOSTA, IER – UNAM

MÉXICO, D. F. MAYO 2017



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.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: DR. ROBERTO BEST Y BROWN

Secretario: DR. FABIO MANZINI POLI

Vocal: DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPERIO

1^{er.} Suplente: DRA. GENICE KIRAT GRANDE ACOSTA

2^{d o.} Suplente: DR. JOSÉ A. F. DE LA VEGA NAVARRO

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: IER – UNAM

TUTOR DE TESIS:

DR. JORGE MARCIAL ISLAS SAMPEIRO

FIRMA

Índice

1. Introducción.....	1
2. La Industria Química	
2.1 Antecedentes.....	6
2.1.1. Químicos Orgánicos.....	8
2.1.2. Químicos Inorgánicos.....	10
2.1.3. Categorías basadas en el mercado.....	12
2.1.3.1. Productos químicos básicos.....	12
2.1.3.2. Productos químicos de especialidad.....	13
2.2. La industria Química a nivel Mundial.....	15
2.3. La Industria Química Regional.....	22
2.4. La industria Química en México.....	27
2.4.1. Composición de la Industria Química Mexicana.....	28
2.4.2. Situación Económica.....	31
2.4.3. Capacidad Productiva.....	37
2.4.4. Materias Primas y Auxiliares.....	40
2.4.5. Expectativas Económicas.....	46
2.4.5.1. Sustitución de importaciones.....	48
2.4.6. Expectativas Energéticas.....	50
3. Construcción de Escenarios hacia el 2050.	
3.1. Generalidades sobre la construcción de escenarios.....	54
3.1.1. Metodología para la construcción de escenarios.....	55
3.2. Demanda Energética de la Industria Química Mexicana. Estado Actual.	57
3.2.1. Uso final de la energía en la Industria Química Mexicana.....	59
3.2.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociadas a la demanda de energía de la Industria Química Mexicana.....	63
3.3. Análisis en el Cambio del Consumo Energético y de Emisiones de GEI en la Industria Química Mexicana mediante el Método de Análisis del Índice de Descomposición.....	71
3.3.1 Metodología.....	74
3.3.1.1. Cambio en la Demanda Energética.....	74
3.3.1.2. Cambio en las Emisiones de CO _{2e} relacionadas a la IQM.....	77
3.3.2. Datos.....	80
3.3.3. Resultados.....	81
3.3.3.1. Cambio en el Consumo de Energía.....	81
3.3.3.2. Cambio en las Emisiones de CO _{2e} relacionadas a la IQM.....	83
3.4. Escenario Base 2014 – 2050.....	85
3.4.1. Supuestos Generales.....	85
3.4.1. Escenario Base Energético.....	86
3.4.2. Escenario Base de Emisiones de GEI.....	89

4. Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

4.1. Marco Regulatorio en materia de Energías Limpias y Mitigación de GEI.....	90
4.1.1. Energías Limpias.....	90
4.1.2. Mitigación de Gases de Efecto Invernadero.....	102
4.1.2.1. Mitigación.....	104
4.1.2.2. Adaptación.....	105
4.2. Alternativas de Mitigación.....	108
4.2.1. Fuentes de Energía Renovable.....	109
4.2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica (ESFV).....	110
4.2.1.2. Energía Solar Térmica (EST).....	111
4.2.1.3. Energía Solar para Enfriamiento (ESE).....	113
4.2.1.4. Compra de energía eléctrica proveniente de Fuentes de Energía Limpia.....	115
4.2.2. Eficiencia Energética.....	115
4.2.2.1. Energía Térmica.....	115
4.2.2.1.1. Sistemas de monitoreo y control.....	115
4.2.2.1.2. Generación y distribución de vapor.....	117
4.2.2.1.3. Integración de Procesos.....	121
4.2.2.1.4. Hornos y quemadores.....	121
4.2.2.1.5. Hornos y Calentadores Eléctricos.....	122
4.2.2.1.6. Sistemas de aire comprimido.....	122
4.2.2.2. Energía Eléctrica.....	124
4.2.2.2.1. Motores Eléctricos.....	123
4.2.2.2.2. Sistemas de Bombeo.....	124
4.2.2.2.3. Sistemas de aire comprimido.....	126
4.2.2.2.4. Iluminación.....	127
4.2.3 Cogeneración.....	127
4.3. Escenario Alternativo de Mitigación de GEI 2014 – 2050.....	128

5. Escenario de Transición Energética.

5.1. Emisiones de GEI.....	136
5.2. Costos de Mitigación.....	139
5.3. Curva de Costos Marginal de las Alternativas de Mitigación.....	143
5.4. El escenario de transición en comparación con las metas programáticas en materia de emisiones de GEI.....	146

6. Conclusiones Generales.....

Anexos.....	150
Referencias.....	158

Índice de Figuras.

Figura 2.1. Actividad de la IQM.....	27
Figura 2.2. Composición de la Industria Química Mexicana.....	31
Figura 4.1. Rango promedio de irradiación solar mundial en kWh/m2.....	110
Figura 4.2. Planta de Energía Solar Fotovoltaica.....	111
Figura 4.3. Sistemas de EST.....	113
Figura 4.4. Planta de Energía Solar Fotovoltaica.....	114
Figura 4.5. Esquema del monitoreo y control de una planta química.....	117

Índice de Gráficas.

Gráfica 2.1. Inversión de la Industria Química en I & D como porcentaje de ganancias a nivel mundial en 2014.....	15
Gráfica 2.2a. Porcentaje de participación de la Industria Química en el PIB Mundial 2004 – 2014.....	16
Gráfica 2.2b. Participación por Región (%) y Ventas de la Industria Química Mundial 2004-2014 (MMM USD 2007).....	16
Gráfica 2.3. Porcentaje de participación en el intercambio comercial de la Industria Química Mundial en 2014.....	17
Gráfica 2.4. TMCA de ventas generadas por la Industria Química Mundial 2004 – 2014.....	18
Gráfica 2.5a. Evolución del Precio del Petróleo Crudo y del Gas Natural 2004 – 2014.....	19
Gráfica 2.5b. Evolución del Precio del Petróleo Crudo y del Gas Natural 2015 – 2040.....	19
Gráfica 2.6. Porcentaje de participación en el intercambio comercial de la Industria Química regional por medio del TLCAN.....	22
Gráfica 2.7. Balanza Comercial de la Industria Química Regional para el año 2014.....	24
Gráfica 2.8. Participación (%) en su PIB del VAB de la Industria Química de México, EUA y Canadá 2004-2014.....	25
Gráfica 2.9. Evolución del VAB de la Industria Química de México, EUA y Canadá 2004-2014 (millones de dólares de 2007).....	26
Gráfica 2.10. Variaciones anuales (%) del PIB, VAB IM y VAB IQM 2004-2014.....	32
Gráfica 2.11. Participación (%) de la IQM en el PIB Nacional y en el VAB de la IM 2004-2014.....	33
Gráfica 2.12a. Variación anual (%) del VAB de la IQM 2004-2014.....	34
Gráfica 12b. Variación anual (millones de dólares de 2007) del VAB de la IQM 2004-2014.....	34

Gráfica 2.13. Participación promedio (%) del VAB las Ramas en el VAB total de la IQM 2004-2014.....	35
Gráfica 2.14. Porcentaje promedio de crecimiento de las Ramas que componen las IQM 2004-2014.....	36
Gráfica 2.15. Producción (millones de toneladas) de la IQM 2004-2014.....	38
Gráfica 2.16. Comportamiento de la IQM y Participación (%) de las importaciones de la IQM en el CNA 2004-2014.....	39
Gráfica 2.17. Porcentaje de utilización de Planta de la IQM 2007-2014.....	40
Gráfica 2.18a. Evolución en las importaciones de GN (mpcd) y su uso para la producción de petroquímicos (%) 2004-2014.....	42
Gráfica 2.19. Porcentaje de materia prima importada utilizada por la IQM 2004-2014.....	43
Gráfica 2.20. Porcentaje promedio de materia prima importada utilizada por Rama de la IQM 2004-2014.....	44
Gráfica 2.21. Composición de la materia prima utilizada por la IQM en 2014..	45
Gráfica 2.22. Porcentaje de productos químicos importados usados como materia prima por Rama de la IQM en 2014.....	45
Gráfica 2.23. Porcentaje de participación de las Ramas de la IQM en la importación de productos químicos y petroquímicos en 2014.....	46
Gráfica 2.24. Histórico (2004-2104) y Escenario Tendencial (2015-2050) de Crecimiento y de Participación en el PIB para la IQM.....	47
Gráfica 2.25. Histórico (2004-2014) y Escenario Alternativo (basado en una sustitución del 25 % de las importaciones de materia prima) de Crecimiento y de Participación en el PIB en base a de la IQM 2015-2050.....	49
Gráfica 3.1. Evolución del Consumo de energía por fuente 2004-2014 (PJ)...	59
Gráfica 3.2. Desglose del Consumo Energético de la Industria Química por Energético y Uso Final.....	62
Gráfica 3.3. Emisiones asociadas a la IQM 2004 – 2014.....	65
Gráfica 3.4. Emisiones asociadas a los principales productos de la Industria Química Mexicana en 2014.....	67

Gráfica 3.5. Emisiones por tipo de energético asociadas a la Industria Química Mexicana 2004 -2014 (MtCO ₂ eq).....	70
Gráfica 3.6. Porcentaje de Emisiones directas e indirectas asociadas a la Industria Química Mexicana en 2014.....	71
Gráfica 3.7. Consumo de energía por tipo de energético en el Escenario Base 2014 – 2050.....	86
Gráfica 3.8. Consumo de Energía (PJ) de la IQM por Uso Final en el Escenario Base 2014 – 2050.....	87
Gráfica 3.9. Emisiones de GEI en el Escenario Base 2014 – 2050.....	88
Gráfica 3.10. Emisiones GEI (MtCO _{2e}) de la IQM por Uso Final en el Escenario Base 2014 – 2050.....	89
Gráfica 4.1. Evolución de las Emisiones de GEI evitadas por Alternativa de Mitigación del Escenario Alternativo 2014 – 2050.....	133
Gráfica 4.2. Potencial de Mitigación de Emisiones de GEI (%) por tipo de Alternativa de Mitigación del Escenario Alternativo 2014 -2050.....	134
Gráfica 5.2. Cambio en la participación de los usos finales de la energía en las emisiones de GEI relacionadas a la IQM entre los años 2014 y 2050.....	138
Gráfica 5.3. Cambio en la participación de los usos finales de la energía en las emisiones de GEI relacionadas a la IQM entre los años 2014 y 2050.....	139
Gráfica 5.4. Curva del Costo Marginal de Mitigación 2014 – 2050.....	145

Índice de Tablas.

Tabla 2.1. Porcentaje de productos derivados obtenidos según el químico básico usado.....	13
Tabla 2.2. Posición de las 10 principales compañías de la industria química del mundo, américa latina y México.....	20
Tabla 2.3. Universo de Fracciones Arancelarias del Sector Químico.....	29
Tabla 3.1. Consumo de energía en el Sector Industrial Mexicano en 2014 (PJ).....	57
Tabla 3.2. Consumos Específicos de Energía (SEC) en la producción de algunos productos químicos.....	64
Tabla 3.3. Factores de emisión por tipo de combustible (kg GEI / TJ).....	68
Tabla 3.4. Valor de GWP (CO _{2e} / E _{GEI}) por tipo de GEI relativos al CO ₂ para un periodo de 100 años.....	69
Tabla 3.5. Factor de Emisión Eléctrico (tCO _{2e} /MWh).....	69
Tabla 3.6. Datos para estimar el cambio en el consumo energía de la IQM....	80
Tabla 3.7. Datos para estimar el cambio en la emisiones de CO _{2e} relacionadas a la IQM.....	81
Tabla 3.8. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en el consumo de energía de la IQM (2004 – 2014).....	82
Tabla 3.9. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en el consumo de energía de la IQP, PP e IF (2004 – 2014).....	82
Tabla 3.10. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en las emisiones de CO ₂ de la IQM (2004 – 2014).....	84
Tabla 3.11. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en las emisiones de CO ₂ de la IQP, PP e IF (2004 – 2014).....	84
Tabla 4.1. Principales características de enfriadores por absorción.....	114
Tabla 4.2. Potencial de reducción de las alternativas de mitigación.....	129
Tabla 4.3. Pronóstico para el desarrollo de Alternativas de Mitigación de GEI propuestas para el Escenario Alternativo 2014 -2050.....	131

Tabla 4.4. Potencial Neto de Mitigación de GEI (MtCO _{2e}) del Escenario Alternativo 2014 -2050.....	132
Tabla 5.1. Escenario de Transición Energética. Emisiones anuales de GEI en Escenarios Base y de Transición Energética y Emisiones Evitadas.....	136
Tabla 5.2. Costos de Inversión, O&M, Ahorro de Energía y de Mitigación de las diversas Alternativas de Mitigación estimadas en Valor Presente para el periodo 2014 – 2050.....	142
Tabla 5.3. Comparación entre las metas del escenario de transición y las metas nacionales de reducción de emisiones de GEI.....	146
Anexo A1. Precio promedio de venta al público de petroquímicos seleccionados (dólares de 2007 por tonelada).....	150
Anexo A2. Variación Anual del precio promedio de venta al público de petroquímicos seleccionados (porcentaje).....	150
Anexo B1. Histórico (2004-2104) y Escenario Tendencial (2015-2050) de Crecimiento y de Participación en el PIB para la IQM (millones de dólares de 2007).....	151
Anexo B2. Histórico (2004-2014) y Escenario Alternativo (basado en una sustitución del 25 % de las importaciones de materia prima) de Crecimiento y de Participación en el PIB para la IQM 2015-2050.....	152
Anexo C1. Formato de encuesta aplicada en la primera ronda.....	153
Anexo C2. Formato de encuesta aplicada en la segunda ronda.....	154
Anexo C3. Coeficientes de variación por alternativa de mitigación obtenidos del análisis de la segunda ronda de encuestas.....	155
Anexo D1. Costos de los energéticos para el periodo 2014 – 2050.....	156
Anexo D2. Costos unitarios para las alternativas de mitigación propuestas para el escenario de alternativo.....	157

1. Introducción.

La industria química abarca una amplia gama de diversos procesos, los cuales van desde complejos procesos continuos de gran volumen de productos químicos básicos a los procesos por lote de menor escala que producen productos químicos especiales e ingredientes farmacéuticos. El número exacto de productos que fabrica y comercializa la industria química es tan grande que es incierto, pero se estima que alrededor de 170,000 productos se comercializan a nivel mundial, mientras que alrededor de 700 nuevos productos se desarrollan cada año (UNEP, 2013)(U.S. GAO, 2009). Con ingresos mundiales de alrededor de 4,730 millones de dólares de 2007 (USD2007) y una participación del 7% del PIB mundial, la industria química es una de las más grandes del mundo (ACC, 2015a). Este comportamiento se ve reflejado tanto en su consumo de energía como en la generación de emisiones de gases de efecto invernadero. Durante 2012, la demanda mundial de energía para la industria química fue de 15 EJ por año, excluyendo el uso de combustibles fósiles como materias primas; incluyendo dichos combustibles, el consumo energético de la industria química ronda los 42 EJ por año, lo que representa aproximadamente el 10% de la demanda mundial de energía o el 30% de la demanda total de energía industrial en todo el mundo. Además, la industria química es responsable del 5.5% de las emisiones de CO_{2e} (7% de las emisiones mundiales de GEI) y del 17% de las emisiones industriales de CO_{2e} (20% de las emisiones industriales de GEI) (IEA & ICCA, 2013).

El consumo de energía en la industria química se caracteriza por el uso de gas natural para generar vapor o para el calentamiento directo y el uso de electricidad

para una serie de actividades tales como el bombeo, la compresión, el enfriamiento y la iluminación. La combustión de combustibles fósiles (emisiones directas de gases de efecto invernadero) y emisiones indirectas de GEI procedentes del consumo de electricidad, constituyen la huella de carbono de la industria química que se tiene en cuenta para este estudio.

En México, la industria química nacional, es una de las principales actividades económicas del país, dado que es un sector en el que predominan las cadenas de suministro, tiene una posición relevante en los sectores de producción industrial. Durante el año 2014 representó, un valor agregado de más de 18,600 millones USD2007, el 1.8 % del PBI Nacional y el 11.8 % del valor agregado del sector manufacturero mexicano. La industria química mexicana se compone por un universo de 583 empresas que generaron más de 150,000 puestos de trabajo (INEGI, 2015).

El consumo energético de la industria química nacional, durante 2014 fue de 211 PJ, lo que la ubica como el segundo mayor consumidor de energía del sector industrial, dicho consumo, corresponde al 13.5 % de la demanda final de energía de todo el sector industrial. Esto refleja la naturaleza intensiva en energía de muchos procesos químicos, los cuales requieren altas temperaturas y, por consiguiente, altos consumos de energía.

La demanda energética de la industria química mexicana, se ha caracterizado por la prevalencia de los combustibles fósiles como insumo energético, representado el 89% (SENER, 2015), donde el gas natural es la fuente de energía más utilizada, representando el 84% del consumo total, mientras que el uso de energía eléctrica

representa el 12% del consumo total. Ambas fuentes representan alrededor del 95% de las emisiones de GEI relacionadas a la industria química en México (13.8 MtCO₂e) (INECC, 2013), siendo la segunda industria mexicana con más emisiones de gases de efecto invernadero.

La reciente reforma energética ha planteado nuevas expectativas sobre el crecimiento de la industria química mexicana. Los cambios institucionales convierten a las empresas de monopolio público, específicamente de Petróleos Mexicanos (PEMEX) en empresas productivas del Estado que competirán con empresas entrantes en casi todos los segmentos, incluyendo el sector petroquímico, proveedor de materia prima para la industria química (Islas, Manzini, Macías, & Grande, 2015). De acuerdo con un estudio realizado por el Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD, 2015), uno de los principales efectos de dicha reforma en el mediano y largo plazo será una reducción en las importaciones de la industria química mexicana, lo que permitirá una mayor autosuficiencia de materia prima que incrementará el crecimiento de su valor de producción. Dicho estudio estima que una sustitución del 25% en las importaciones permitiría que el valor de la producción del sector crezca a una tasa media anual del 3.9%, mientras que las importaciones se reducen a una tasa promedio anual del 2.4%. Cabe señalar que esta tasa de crecimiento está en concordancia con las tasas de crecimiento proyectadas para el valor de producción de la industria química mexicana por diversas organizaciones internacionales (ACC, 2015b)(OCDE, 2012).

Con respecto a la mitigación del cambio climático, México comunicó a la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC) su propuesta

de compromisos de mitigación, denominada Contribución Nacionalmente Determinada (INDC por sus siglas en inglés), que forma parte del acuerdo de la 21ª Conferencia de las Partes (COP21) de París, donde se compromete a reducir sus emisiones en un 22% de manera no condicionada y en un 36% en un caso condicional para el año 2030 (UNFCCC, 2015).

En este contexto, la selección de un portafolio de alternativas de mitigación de GEI, basado en el aprovechamiento de energías renovables y en el ahorro y uso eficiente de la energía, es presentado para ser implementado en la industria química mexicana, analizando su potencial de reducción y las necesidades de inversión, así como sus costos marginales ligados a su aplicación.

El presente trabajo está estructurado en seis capítulos, el primero corresponde a la presente Introducción. El segundo capítulo describe la situación económica actual de la industria química mexicana, además de los supuestos requeridos para el planteamiento del escenario base.

El tercer capítulo analiza mediante el método de descomposición, la situación presente de la demanda de energía de la industria química y de sus emisiones de GEI relacionadas, además de plantear el escenario base tanto energético como de emisiones.

En el cuarto capítulo se realiza una descripción de las alternativas de mitigación propuestas, además de analizar la aplicación de dichas alternativas mediante el planteamiento de un escenario alternativo, apoyado con la opinión de expertos del sector químico en México.

El quinto capítulo integra los resultados obtenidos y los analiza en términos de costo – efectividad de las alternativas consideradas, construyendo una curva de costos marginales de aplicación, la cual constituye la base analítica del escenario de transición planteado en el capítulo. Asimismo, establece una comparación entre las metas programáticas fijadas por el gobierno en términos de abatimiento de emisiones de GEI.

Finalmente, se presentan las conclusiones generales del análisis de las medidas de mitigación propuestas.

2. La Industria Química

2.1. Antecedentes.

Dentro de un marco puramente industrial, es muy difícil delimitar la actividad de la industria química. La química es una ciencia tan compleja y que abarca tantos y tan variados productos, procesos y fenómenos, que existen muy pocas transformaciones que estén fuera de su alcance.

El desarrollo de las sociedades modernas a nivel mundial, siempre ha estado fuertemente relacionado a los avances dentro de la química y al desarrollo de la industria química, la cual a través de un conjunto de procesos se encarga de transformar diversas materias primas para producir un amplio rango de productos químicos precursores e intermedios para gran parte de los sectores industriales. Adicionalmente, con los nuevos descubrimientos, los diferentes enfoques económicos y los innumerables campos de aplicación, la industria química se ha diversificado en otras industrias, que, a pesar de ser esencialmente químicas, cuentan ya con otra denominación que las distingue sustancialmente de la industria química. Tales son la industria metalúrgica, la industria petrolífera, la industria de la construcción, etc.

Como se mencionó anteriormente, la industria química juega un papel esencial en el sector industrial al producir diferentes tipos de insumos para otras industrias, no fundamentalmente químicas, las cuales están estrechamente relacionadas unas con otras ya sea como proveedores o como consumidores y que dependen de otras industrias manufactureras.

Entre las principales materias primas de la industria química se encuentran el petróleo crudo, del cual se desprenden petroquímicos básicos como el gas natural y el etano que dan lugar a una gran cantidad de petroquímicos secundarios que son usados por toda la cadena de la industria manufacturera; el aire del cual se extraen gases como el hidrogeno y el nitrógeno para producir amoniaco; el agua, necesaria para todo proceso químico; la sal, la cual proporciona cloro para producir cloro-vinilo y posteriormente el policlorovinilo o PVC, un producto muy usado en la actualidad; el flúor para producir ácidos como el fluorhídrico que dan lugar a gases refrigerantes. Para la industria textil, la industria química se encarga de producir los colorantes para el teñido de las telas e incluso de las propias fibras; para la industria alimenticia, produce aditivos y conservantes; entre muchas otras materias primas especializadas para diferentes tipos de actividades.

Una característica principal de esta industria es que todos los productos por lo regular requieren de varios procesos anteriores antes de llegar al usuario final y dada la complejidad de la industria química, existen varias maneras en como la industria es comúnmente dividida en sub-sectores y categorías. Dichas categorías, sin embargo, no están necesariamente establecidas y dependen en ocasiones de las tendencias de la economía mundial. Así, de manera básica, se hace una distinción de acuerdo con los tipos de productos químicos producidos. Las principales categorías incluyen a los productos *químicos orgánicos e inorgánicos*, así como una categoría desde el punto de vista del mercado, que incluye los *productos químicos básicos y de especialidad*.

2.1.1. Químicos Orgánicos.

Definidos de manera simple, los químicos orgánicos, son aquellos que contienen en su molécula principal enlaces *Carbono – Carbono* y/o enlaces *Carbono – Hidrógeno*.

La ciencia química ha demostrado que el petróleo es la materia prima ideal para producir la mayor parte de los productos químicos que consumen actualmente. El petróleo es una mezcla de hidrocarburos compuestos que contienen en su estructura molecular de 83 – 86 % de carbono y un 11 – 13 % de hidrogeno. Los hidrocarburos que contienen de uno a cuatro carbonos son gaseosos, los que tienen de cinco a veinte, son líquidos y los que contienen más de veinte carbonos son sólidos a temperatura ambiente. El número de carbonos, así como su ubicación en los diferentes compuestos, le dan al petróleo diferentes propiedades físicas y químicas.

Los químicos basados en el petróleo o petroquímicos representan la mayor parte de los químicos orgánicos, aproximadamente el 90 % de estos derivan del petróleo y del gas natural mediante la transformación química de los hidrocarburos (U.S. EPA, 2002). Así podemos definir a los productos petroquímicos como los diversos productos químicos obtenidos a partir de la transformación de hidrocarburos naturales al hacerlos reaccionar químicamente.

Estos químicos son producidos al transformar mediante diferentes procesos las grandes cadenas de hidrocarburos, contenidas en el petróleo y en el gas natural, en cadenas más pequeñas que dan lugar a petroquímicos de mayor utilidad.

Los hidrocarburos más abundantes son clasificados en tres series de hidrocarburos.

La primera, formada por los hidrocarburos *acíclicos saturados o parafínicos*, de los cuales su fórmula general es C_nH_{2n+2} (donde “n” es un número entero positivo). Dentro de los hidrocarburos de esta serie se encuentran el metano (CH_4), el etano (C_2H_6) y el butano (C_4H_{10}), que son los principales componentes de los gases del petróleo.

La segunda, formada por los hidrocarburos *cíclicos saturados o nafténicos*, con fórmula general C_nH_{2n} como son el ciclopentano (C_5H_{10}) y el ciclohexano (C_6H_{12}).

La tercera, formada por los hidrocarburos *cíclicos no saturados o aromáticos* de fórmula general C_nH_{2n-6} . El compuesto más característico de esta serie es el benceno (C_6H_6). En el petróleo crudo, por lo general, los compuestos aromáticos se encuentran en fracciones de compuestos más pesados denominados compuestos poliaromáticos, que son compuestos formados por varios anillos bencénicos unidos entre sí.

Dentro de la composición del petróleo, solo se encuentran pequeñas cantidades de hidrocarburos de pocos carbonos como el etileno, propileno, butenos, butadieno o de compuestos bencénicos ligeros como el tolueno y el xileno, los cuales mediante procesos de separación específicos pueden ser obtenidos en mayores cantidades.

Es importante mencionar que productos como el amoníaco, el azufre y el negro de humo son considerados como petroquímicos básicos sin ser hidrocarburos, ya que se pueden obtener a partir del petróleo y del gas natural.

A nivel industrial, la petroquímica es de suma importancia, ya que en esta radica la capacidad de producir grandes cantidades de productos a partir de materias primas abundantes y de bajo costo.

La industria química orgánica toma las materias primas, combinándolas y transformándolas en nuevas sustancias y miles de productos de mayor valor agregado para otras industrias. En una escala global, los productos químicos de origen orgánico que más se comercializan son etileno, propileno, metanol, amoniaco, acrilonitrilo, caprolactama, cumeno, etilen-glicoles, óxido de etileno, fenol, polietileno, óxido de propileno, polipropileno, para-xileno, estireno, ácido tereftálico, cloruro de vinilo y BTX (benceno, tolueno y xileno) (Rightor & Tway, 2015). Los cuales son ingredientes esenciales para producir plásticos, fibras sintéticas, hules sintéticos, tintas, colorantes, explosivos y fertilizantes, entre varios productos más de uso final.

2.1.2. Químicos Inorgánicos.

Los químicos inorgánicos provienen básicamente de origen mineral y a pesar de que algunos de estos productos contienen carbono en su molécula, no contienen un enlace carbono – carbono. Dentro de los químicos inorgánicos utilizados por el sector industrial se encuentran los ácidos y gases, nitratos, flúor, sílicas, silanos y boratos, amoniaco, azufre, cloro, sosa caustica, peróxido de hidrogeno y sulfatos.

La industria química inorgánica manufactura químicos que son usados en alguna etapa de la producción de una gran variedad de productos, por lo regular como químicos básicos según el tipo de industria. Como químicos básicos se utilizan los ácidos, álcalis, bases, sales, agentes oxidantes, gases industriales y halógenos; como productos químicos usados en productos manufacturados están los pigmentos, tintes y metales alcalinos y directamente como productos de uso final como el caso del amoniaco en los fertilizantes.

El mayor uso de los productos químicos inorgánicos es como auxiliares en la fabricación de productos tanto químicos como no químicos. En consecuencia, los químicos inorgánicos por lo general no se encuentran presentes en los productos finales.

Para la industria química, los productos más utilizados son los provenientes de la cadena del *Cloro – Alkali*. Esta industria produce principalmente cloro y sosa cáustica (hidróxido de sodio) los cuales son co-productos del electrólisis de la sal común (NaCl). Además de esta cadena se obtienen carbonato de sodio, bicarbonato de sodio, hidróxido de potasio y carbonato de potasio.

La mayor parte de la producción de cloro (alrededor del 70 %) es destinada a la producción de productos químicos orgánicos como el monómero de cloro vinilo (que es utilizado para producir PVC), dicloro etileno, glicerina, glicoles, solventes clorados, y metanos clorados (U.S. EPA, 1995).

Los usuarios predominantes de sosa caustica son, la industria química inorgánica (30 %) y la industria química orgánica (20 %). Los principales usos de la sosa cáustica en los procesos industriales son como neutralizador y como depurador de contaminantes; como catalizador y en la producción de óxido de propileno, resina policarbonato, epóxicos, fibras sintéticas, jabones y detergentes.

Además de los antes mencionados, la producción de químicos inorgánicos incluye la disociación del aire de la atmósfera mediante diferentes procesos (como el proceso Haber-Bosch, el cual sustrae N₂ y H₂ del aire para posteriormente obtener amoniaco mediante una reacción llevada a cabo a condiciones de alta temperatura y presión)

para obtener gases como el oxígeno, nitrógeno, hidrogeno, argón y otros gases industriales.

2.1.3. Categorías basadas en el mercado

Los productos químicos y las compañías que los producen son regularmente categorizados según los segmentos del mercado para los que sirven. Estas categorías son utilizadas por la comunidad financiera para permitir a las compañías realizar comparaciones a través de factores que crean cierta homogeneidad entre grupos; por ejemplo, es mucho más racional comparar la información sobre emisiones tóxicas de las compañías que realizan un proceso industrial similar.

2.1.3.1. Productos químicos básicos.

Los productos químicos básicos o *commodities* componen el primer nivel de la producción. Estos incluyen tanto los productos químicos orgánicos (mayormente petroquímicos) como a los inorgánicos. Estos productos químicos son producidos en grandes volúmenes por las compañías y comercializados dentro de la misma industria química además de otros sectores industriales y son usados para producir una enorme cantidad de productos derivados como plásticos, fibras sintéticas, algunos colorantes y pigmentos, explosivos, etc (Festel, 2005).

Por ejemplo, la Tabla 1 muestra el porcentaje de productos derivados obtenidos mediante el proceso de desintegración térmica (“cracking” térmico) de algunos tipos de químicos básicos utilizados como materia prima (Perez, 2004).

Tabla 2.1. Porcentaje de productos derivados obtenidos según el químico básico usado.

Materia prima	Etano	Propano	Butano	Nafta	Gasóleo
Etileno	80	46	40	33	28
Propileno	2	11	16	10	12
Gasolina	1	6	7	20	17
Gases ligeros	12	28	22	19	12
Butilenos	1	5	10	8	8
Combustóleos	1	1	2	5	19

Los mercados finales de los productos químicos básicos incluyen la producción de otros productos químicos básicos, de especialidad y otros productos químicos; productos manufacturados como automóviles, textiles, muebles; procesamiento de pulpa para papel; refinación de petróleo y otros procesos de manufactura. De igual manera, los mercados pueden incluir industrias no manufactureras.

2.1.3.2. Productos químicos de especialidad.

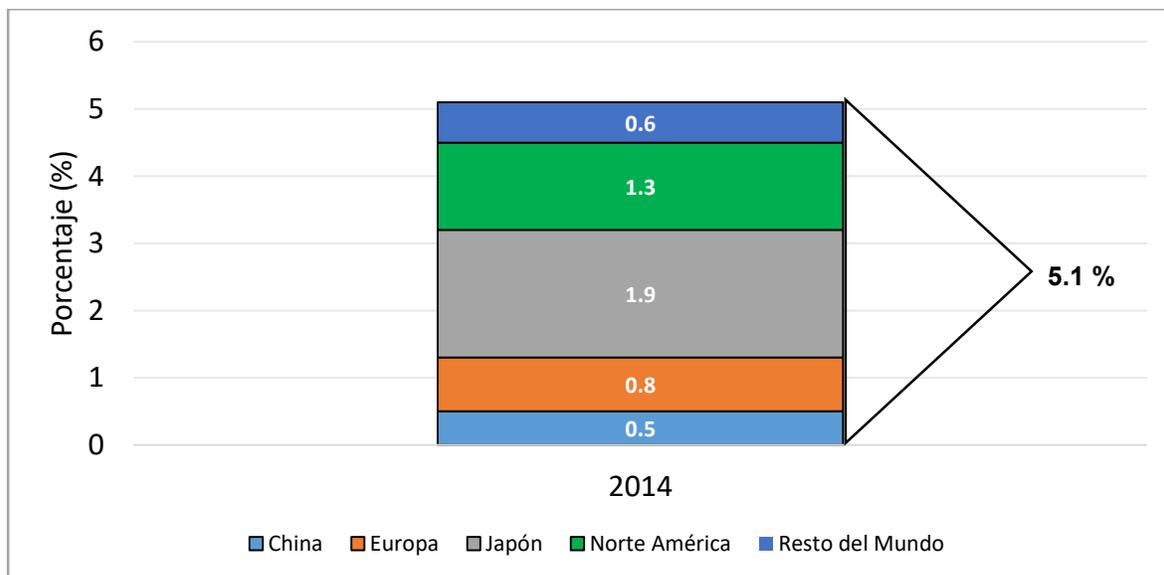
El mercado de los productos químicos de especialidad está caracterizado por elaborar un bajo volumen de productos de alto valor añadido. Estos pueden incluir aminas, solventes, agentes tensoactivos para la industria petrolera; aditivos químicos como los surfactantes para producir detergentes; polipropilenglicoles para la producción de espuma de poliuretano; polietilenglicoles para la producción de cosméticos y aditivos químicos diseñados para satisfacer necesidades de industrias especializadas como la de la construcción, farmacéutica, limpiadores y detergentes, lubricantes, minera, papel, plásticos, pinturas, polímeros, tratamientos de aguas y metales y la industria textil.

Anteriormente, a nivel mundial el mayor porcentaje de producción de productos químicos tanto básicos como de especialidad pertenecía al conjunto de países miembros de la OCDE contando en 2009 con un 63 % de la participación sobre un 28 % de los países del BRIICS (Brasil, Rusia, India, Indonesia, China y Sudáfrica). Sin embargo, la transferencia de la producción de productos químicos básicos a países con economías en desarrollo y sumado a que en países como en China, India y del Medio Oriente han invertido en la producción de productos químicos de especialidad (OCDE, 2012); ha dado lugar a que durante el año 2014, la participación de los países de la OCDE haya disminuido a un 40 % mientras los países del bloque BRIICS aumentó al 55 %.

2.2. La Industria Química Mundial.

En la actualidad la Industria Química es una de las industrias más grandes y diversificadas del mundo. El número exacto de productos que manufactura y comercializa es tan vasto que es incierto, pero se estima que en la Unión Europea se comercializan alrededor de 140,000 productos químicos, cantidad que puede aumentar a 170,000 en los próximos años (UNEP, 2013). Mientras que en los E.U.A se comercializan más de 80,000 productos químicos y se desarrollan alrededor de 700 nuevos productos anualmente (U.S. GAO, 2009). Adicionalmente, la industria química, es una de las que más invierte en Investigación y Desarrollo al haber destinado el 5.1 % de sus ganancias a nivel mundial a este rubro durante el año 2014 (PwC, 2014), como se muestra en la Gráfica 1.

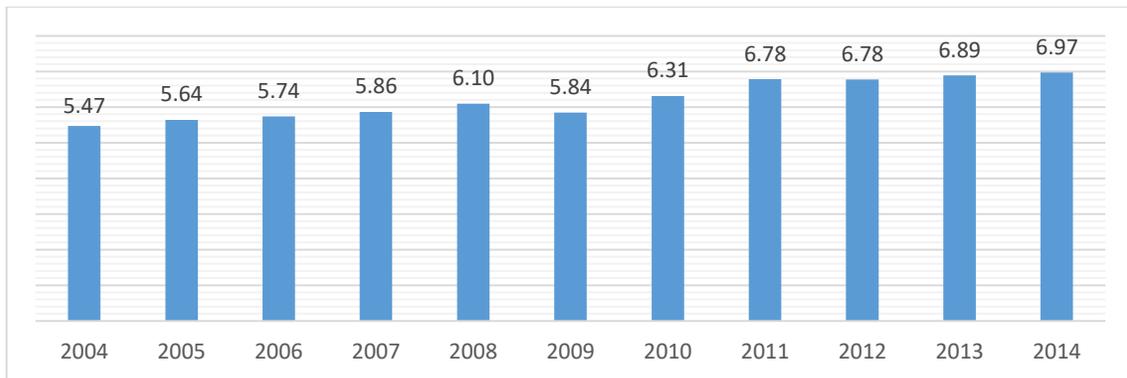
Gráfica 2.1. Inversión de la Industria Química en I & D como porcentaje de ganancias a nivel mundial en 2014.



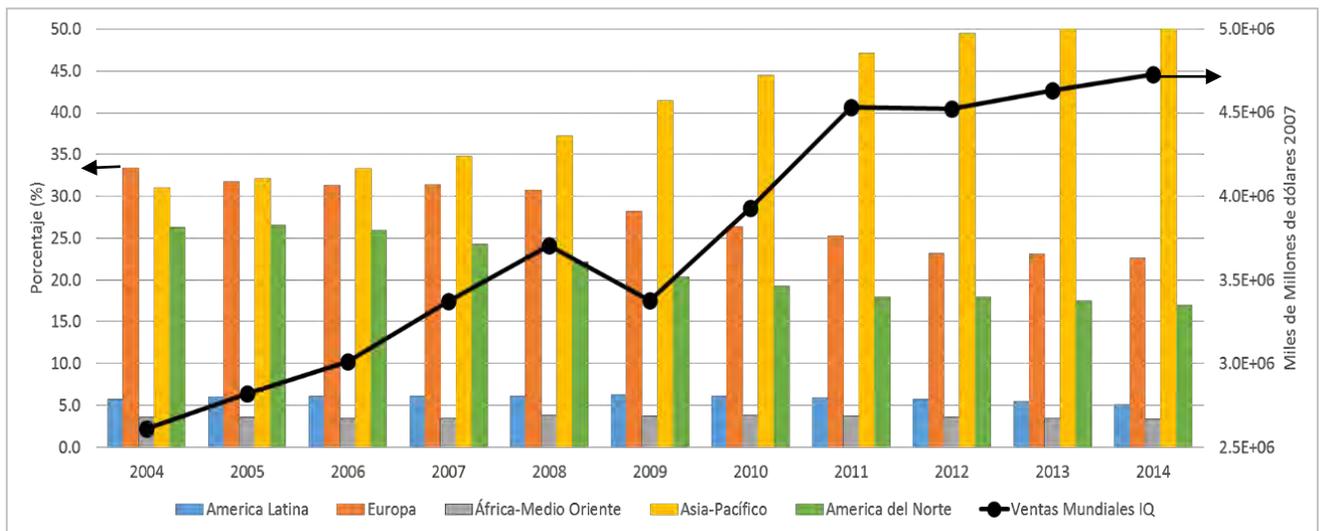
Fuente: Elaboración propia con información de Pricewaterhouse Coopers

En términos económicos, el mercado de la industria química es uno de los más grandes a nivel mundial, su participación en el producto interno bruto (PIB) mundial fue del 6.97 % durante 2014, lo que representó un intercambio comercial por 4,730 mil millones de dólares¹ (ACC, 2015a) (Gráficas 2a y 2b).

Gráfica 2.2a. Porcentaje de participación de la Industria Química en el PIB Mundial 2004 – 2014.



Gráfica 2.2b. Participación por Región (%) y Ventas de la Industria Química Mundial 2004-2014 (MMM USD 2007)

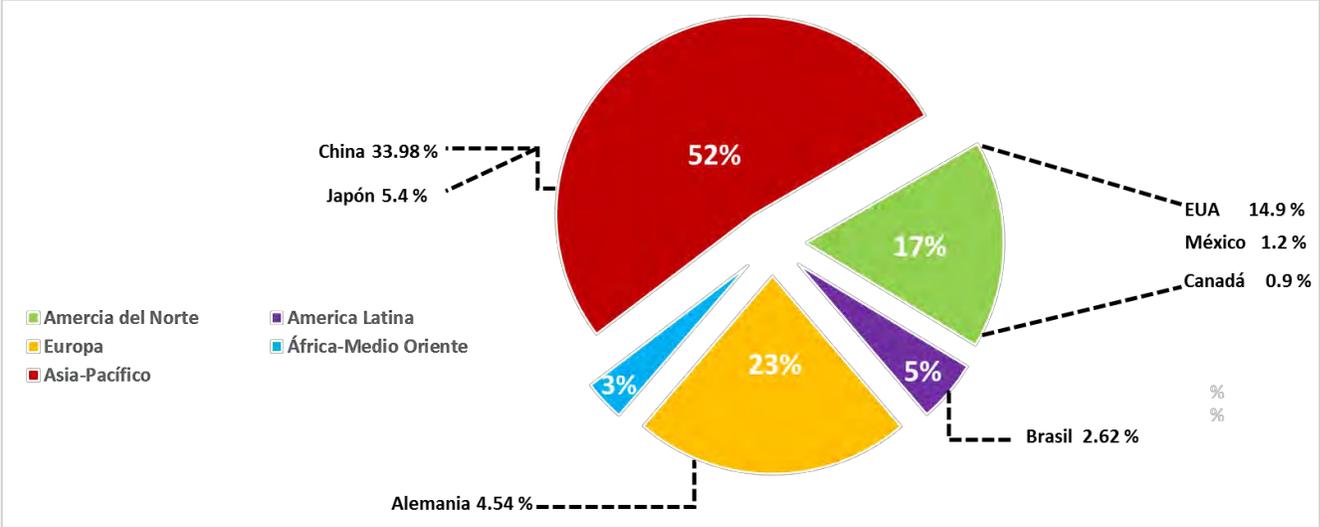


Fuente: Elaboración propia con información del INEGI, ANIQ, US BEA, ACC, STATCAN, CEFIC y FMI

¹Las cantidades expresadas en dólares, estarán referidas a dólares constantes del 2007.

A dicha cantidad contribuyeron principalmente cuatro países; China (33.98 %), EUA (14.86 %), Japón (5.4 %) y Alemania (4.54 %), dando un total de 58.78 % de participación dentro de esta industria. México, por su parte participó con un 1.2 % (Gráfica 3).

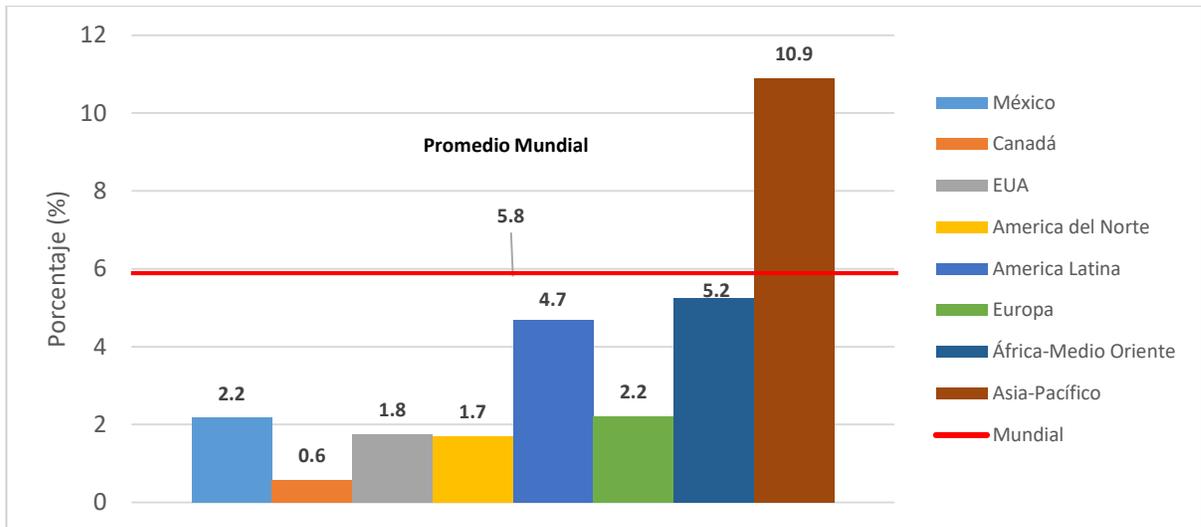
Gráfica 2.3. Porcentaje de participación en el intercambio comercial de la Industria Química Mundial en 2014.



Fuente: Elaboración propia con información de INEGI, ANIQ, US BEA, ACC, STATCAN, CEFIC y FMI

Durante el periodo 2004 – 2014 el comercio mundial de la Industria Química creció anualmente en un promedio del 5.8 %; porcentaje en el cual participaron mayormente las regiones que de Asia – Pacífico y África – Medio Oriente, registrando crecimientos del 10.9 % y del 5.2 % respectivamente, esto debido al aumento de la demanda local en China, la cual aumentó en 524 % para el año 2010 (Cayuela, 2013) y al abaratamiento de las materias primas en la región del Medio Oriente (Deloitte, 2010), lo que le restó competitividad a regiones como la de América del Norte (incluyendo México) y Europa (Gráfica 4).

Gráfica 2.4. TMCA de ventas generadas por la Industria Química Mundial 2004 – 2014.

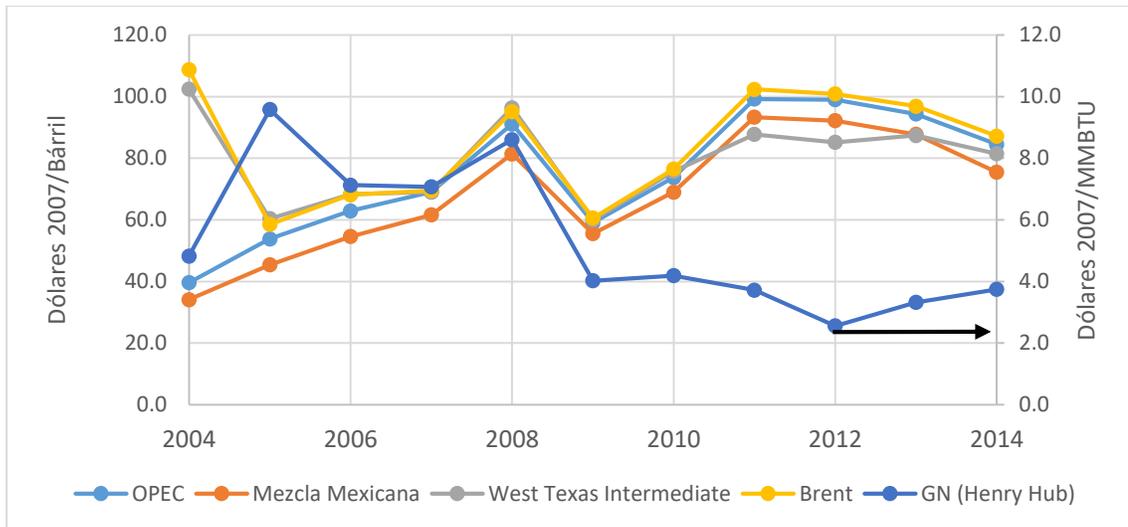


Fuente: Elaboración propia con información de INEGI, ANIQ, US BEA, ACC, STATCAN, CEFIC y FMI

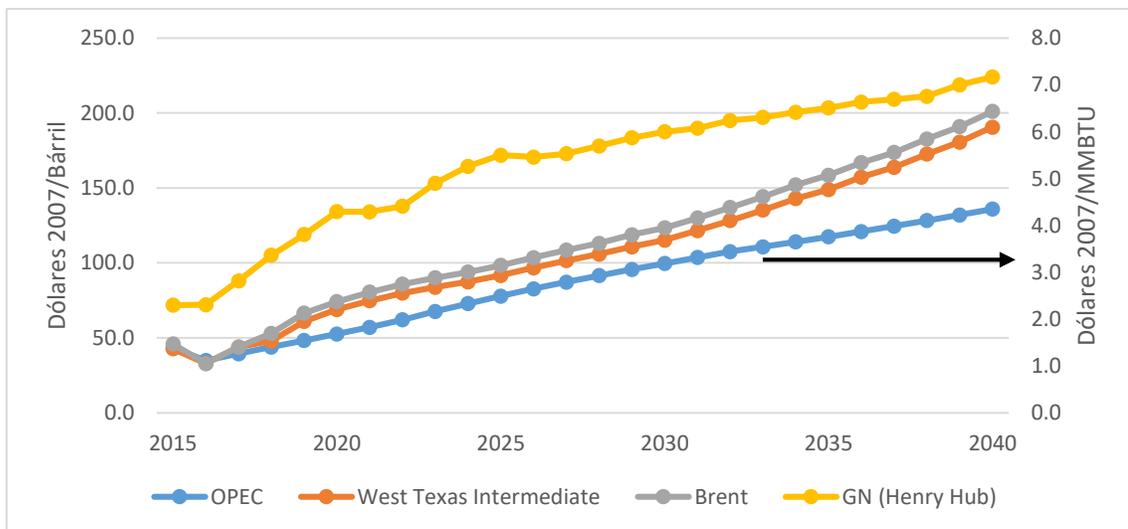
Durante 2014 el crecimiento de la industria química se vió frenada a nivel mundial, afectada todavía por las secuelas de la crisis financiera del periodo 2008 – 2009 y aunado a una caída larga y sostenida de los precios del petróleo y del gas natural (Gráfica 5a), tuvo como resultado que las ventas de la industria no fueran como se esperaba afectando a los principales exponentes de esta industria a nivel mundial.

Sin embargo, esta tendencia de precios a la baja, puede cambiar en los próximos años de acuerdo con estimaciones tanto de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEC, 2016) como de la Agencia Internacional de Energía (EIA, 2016), como se puede apreciar en la Gráfica 5b.

Gráfica 2.5a. Evolución del Precio del Petróleo Crudo y del Gas Natural 2004 – 2014



Gráfica 2.5b. Evolución del Precio del Petróleo Crudo y del Gas Natural 2015 – 2040



Fuente: Elaboración propia con información de SENER, OPEC, AIE y CME Group

China, que representa el mercado más grande de productos químicos, creció 10 % con lo que solo logró cubrir su mercado interno; EUA creció apenas el 0.35 %; Europa, sumergida en la eurocrisis creció 2.5 %; las ventas de Japón disminuyeron 3.2 %, en Brasil 4.6 % y en Rusia 9.3 %, mientras que los mercados de productos químicos de

las economías en desarrollo registraron pérdidas, como el caso de México en donde la industria química cayó un 0.7 % (Davis, 2015).

Las 10 principales compañías en el mundo, mostradas en la Tabla 2, crecieron en promedio 1.5 %, sin embargo, de manera individual la mayoría registro retrocesos importantes, lo que pone en relieve el entorno complicado que se vive en los mercados de productos de uso final (ICIS, 2015).

Tabla 2.2. Posición de las 10 principales compañías de la industria química del mundo, américa latina y México.

Posición	Compañía	País	Ventas (millones de dólares 2007)	Variación (%) 2013 – 2014
1	BASF	Alemania	90,011	-11.7
2	Sinopec	China	68,875	-4.7
3	Dow Chemical	EUA	58,167	1.9
4	Exxon Mobil	EUA	56,393	-4.9
5	SABIC	Arabia Saudita	50,122	-0.5
6	Lyondell Basell Industries	EUA/Holanda	45,608	3.5
7	Dupont	EUA	34,723	-2.8
8	Mitsubishi Chemical	Japón	30,478	-10.3
9	INEOS	Suiza	27,003	-3.1
10	Bayer	Alemania	26,962	-7.8
18	Braskem	Brasil	17,320	-0.1
74	ALPEK (Grupo Alfa)	México	5,839	-15.1
77	Mexichem	México	5,583	7.8
113	PEMEX	México	3,002	-2.6

Sin embargo, a pesar de la incertidumbre existente, se esperan algunos avances notables impulsados por el aumento en los precios del petróleo, el crecimiento moderado pero estable de la economía mundial, la revolución del gas Shale en EUA y

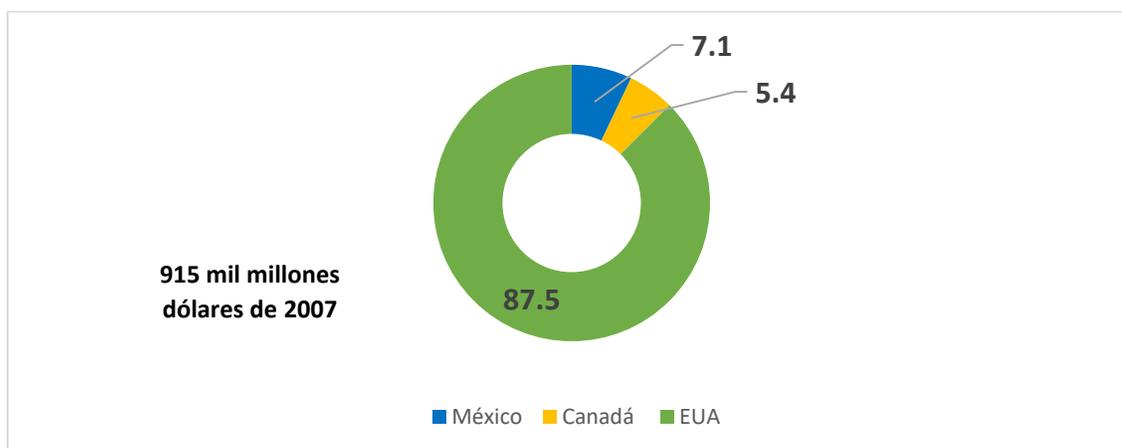
la evolución de China, en donde el gobierno está tratando de equilibrar la economía para hacer frente a problemas financieros y ambientales del país (ICIS, 2015).

2.3. La Industria Química Regional.

En el contexto regional, el intercambio comercial se realiza mediante el Tratado de Libre Comercio de América del Norte al cual pertenecen México, EUA y Canadá. Para la industria química mexicana (IQM), esta región del mundo es la principal fuente de importaciones y exportaciones, ya que durante 2014 se importaron alrededor del 70 % de los insumos y productos del sector y se exportaron cerca del 50 % de los productos químicos elaborados localmente. Dicho Tratado permitió un flujo de mercancías afines a la industria química entre los países de la región por un valor alrededor de los 915 mil millones de dólares para el mismo año (ACC, 2015b).

La Gráfica 6, muestra el nivel de participación que alcanzaron los países miembros del TLCAN en el intercambio comercial de mercancías relacionadas a la industria química durante el año 2014; en donde los EUA fue el país que mayor beneficio obtuvo de este Tratado al contar con una participación del 87.5 %, mientras que Canadá y México participaron con un 5.4 % y un 7.1 % respectivamente.

Gráfica 2.6. Porcentaje de participación en el intercambio comercial de la Industria Química regional por medio del TLCAN



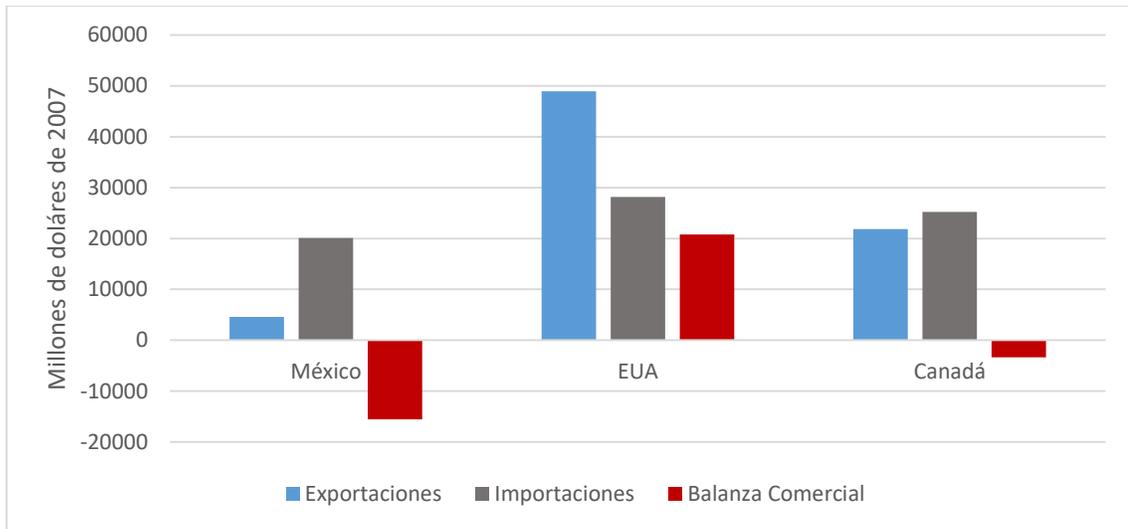
Fuente: Elaboración propia con información de ANIQ, US ITA e ISED Canada

La Balanza Comercial regional correspondiente al sector químico, refleja de manera clara la dependencia que tiene la IQM de las industrias químicas de la región, de la cual se importaron el 70.1 % de los materiales e insumos y productos del sector, teniendo como principal importador a los EUA, de donde provienen el 96 % de las importaciones del sector. Y a la cual se envió el 46 % de las exportaciones de productos químicos, durante el año 2014.

La Gráfica 7 muestra el saldo de la Balanza Comercial con los socios del TLCAN para el año 2014, en la cual la IQM cuenta con un déficit de 15,543 millones de dólares, lo que significa un incremento en el déficit comercial de un 4.8 % respecto con el año anterior. Las importaciones provenientes de esta región económica alcanzaron los 20,114 millones de dólares, cifra 3.1 % mayor a la reportada en el año 2013, mientras que las exportaciones de México hacia la región alcanzaron 4,571 millones de dólares, registrando un retroceso del 2.4 % en comparación con el año previo. En contraste con las balanzas comerciales de los países socios, las cuales registran un superávit de 20,764 millones de dólares para el caso de la industria química de EUA y un déficit de 3,356 millones de dólares en el caso de la industria química canadiense.

En cuanto a la participación de las industrias químicas regionales dentro de sus economías nacionales para el periodo 2004 – 2014, la mayor competencia se da entre la IQM y la industria química de EUA, ya que la industria química nacional se ubicó por encima de la industria química norteamericana durante los años de 2005 y hasta 2007; teniendo una participación constante del 2.0 %; mientras que la norteamericana tuvo participaciones de 1.7 % en el año 2005 y de 1.9 % para los años 2006 y 2007.

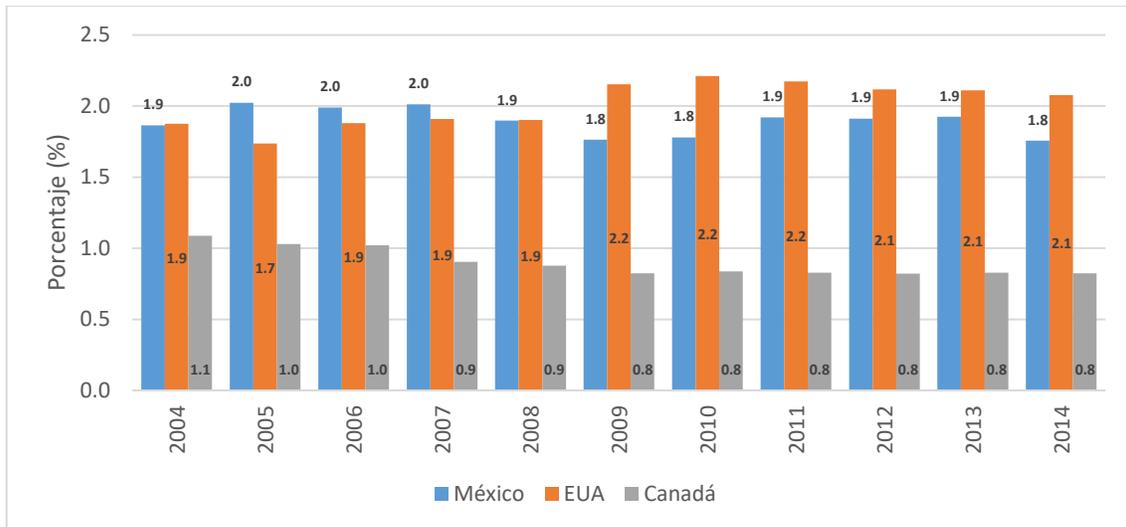
Gráfica 2.7. Balanza Comercial de la Industria Química Regional para el año 2014



Fuente: Elaboración propia con información de ANIQ, US ITA e ISED Canada

Sin embargo, la recesión mundial en el año 2008 sumada a la actual escasez de recursos de inversión, el rezago tecnológico de la infraestructura petroquímica y la reducción en la disponibilidad del gas natural nacional y de petroquímicos básicos provenientes del mismo, usados como materia prima; han limitado la competitividad de la IQM en la región, lo que provocó una continua disminución en su participación del 2.0 % en el año 2007 hasta 1.8 % en el año 2014, mientras que la industria química de EUA se recuperó hasta alcanzar una participación de 2.1 % para el final del periodo. La industria química canadiense disminuyó progresivamente su participación del año 2004 (1.1 %), manteniéndose constante a partir del año 2009 hasta el final del periodo con un 0.8 %, como se muestra en la Gráfica 8. En promedio, las TMCA de participación para las tres industrias químicas de la región, se ubicaron en -0.6 % para la IQM, 1.0 % para la industria química de EUA y -2.7 % para la industria química de Canadá, esto para el periodo de 2004 a 2014.

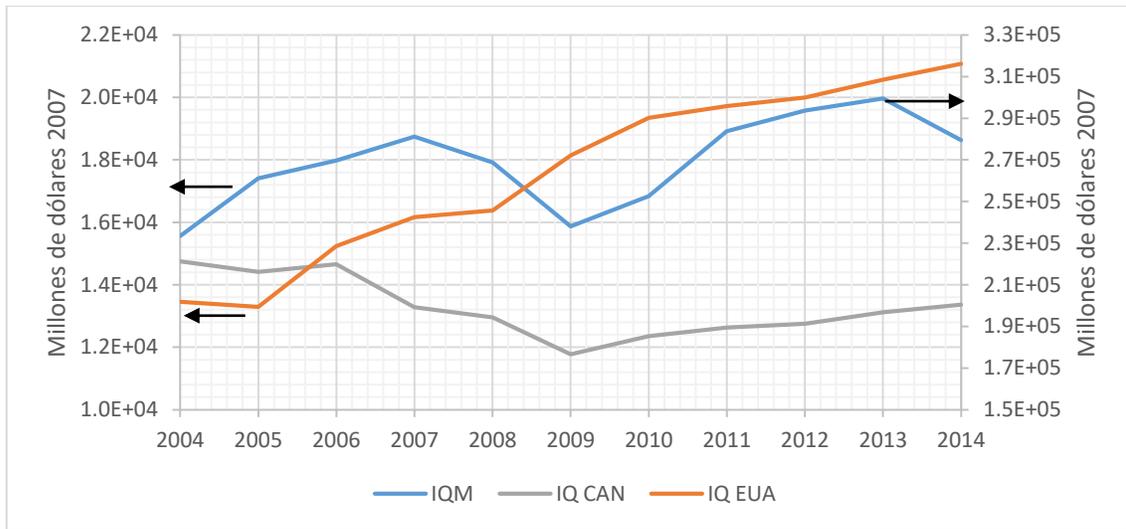
Gráfica 2.8. Participación (%) en su PIB del VAB de la Industria Química de México, EUA y Canadá 2004-2014



Fuente: Elaboración propia con información del INEGI, US BEA y STATCAN

En cuanto a términos monetarios, la Gráfica 9 muestra que durante el periodo 2004-2014 la IQM aumento su valor real en un 20 %, alrededor de 3,000 millones de dólares, mientras que la industria química de EUA creció un 57 % por un valor de más de 114,000 millones de dólares. Definitivamente la industria química canadiense fue la más castigada de la región durante este periodo, al disminuir su valor en un 9 %, casi 1,400 millones de dólares.

Gráfica 2.9. Evolución del VAB de la Industria Química de México, EUA y Canadá 2004-2014 (millones de dólares de 2007)



Fuente: Elaboración propia con información del INEGI, US BEA y STATCAN

De lo anterior podemos concluir que la rentabilidad de la industria química de EUA ha sido superior a la IQM a lo largo del periodo. Sin embargo, la IQM ha tenido un nivel de competitividad aceptable y que además ha logrado mantenerse y sobrevivir ante un entorno de mayor competencia internacional.

2.4. La Industria Química en México.

La IQM es una de las principales actividades económicas del país, ya que al ser un sector en el que predominan las cadenas de suministro cuenta con una posición relevante en los sectores de la producción industrial. De acuerdo con el INEGI (2016), durante el año 2014, con un valor agregado de más de 18,600 millones de dólares, representó el 1.8 % del PIB Nacional y el 11.8 % del valor agregado de la actividad industrial manufacturera del país, conformada por un universo de 583 empresas que generaron más de 150,000 empleos de los cuales el 70 % fueron de manera directa y el resto de manera indirecta.

Según la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ), la industria química nacional demanda insumos de más de 30 ramas industriales y provee de materia prima a otros 40 sectores industriales definiendo a este sector como un importante impulsor del desarrollo de la economía nacional.

Figura 2.1. Actividad de la IQM



Fuente: ANIQ

2.4.1. Composición de la Industria Química Mexicana.

La IQM puede componerse de manera distinta, según el origen, destino y naturaleza de las materias primas y productos terminados de cada uno de sus subsectores. En México, los organismos más representativos y los que proporcionan una mayor información sobre las actividades de la industria química nacional, tanto pública como privada son la Asociación Nacional de la Industria Química (ANIQ) y el Instituto Nacional de Geografía y Estadística (INEGI). Y cada uno cuenta con su propia definición de lo que es la IQM.

La ANIQ define a la IQM de acuerdo al universo de fracciones arancelarias del sector químico según un sistema armonizado de codificación de mercancías establecido por la Organización Mundial de Comercio (OMC), la cual es la encargada de supervisar el comercio internacional de mercancías. Así, para definir a la IQM bajo estos parámetros, deben de considerarse los productos químicos usados como materia prima, por ejemplo, el *ácido sulfúrico (fracción 28.07)*, así como los productos de uso final que para su elaboración se llevó a cabo un proceso químico, como los considerados en la *fracción 54.01, hilos de coser de filamentos sintéticos o artificiales*. Cuyo uso final, no es exclusivo del sector químico. La Tabla 3, muestra en resumen el universo de fracciones correspondientes al sector químico.

Tabla 2.3. Universo de Fracciones Arancelarias del Sector Químico.

Fracción Inicial	Fracción Final
1505	-----
1510	-----
1520	-----
2707	2708
27101106	27101108
27101901	27101903
27101906	27101907
27101999	-----
27109101	-----
27109999	-----
27121001	-----
27129001	27129099
28	-----
2901	2933
3102	3105
3202	3206
32141001	32141002
32149099	-----
3402	3404
3501	3506
3801	3815
3817	3821
3823	3825
3901	3915
3920	3921
4002	-----
5401	5404
540710	-----
540810	-----
5501	5507
5902	-----

Elaboración propia con información de la ANIQ

El INEGI define a la IQM de acuerdo al Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SCIAN), cuyo objetivo es proporcionar un marco único, consistente y actualizado para la recopilación, análisis y presentación estadística de tipo económico que refleje la estructura de la economía mexicana (INEGI, 2013). Dicho sistema de clasificación ubica a la IQM como Subsector del Sector de las Industrias Manufactureras, con el código 325, dividiéndola en 7 ramas: *Fabricación de productos químicos básicos, Fabricación de resinas, hules sintéticos y fibras químicas, Fabricación de fertilizantes, pesticidas y otros agroquímicos, Fabricación de productos farmacéuticos, Fabricación de pinturas, recubrimientos y adhesivos, Fabricación de jabones, limpiadores y preparaciones de tocador y Fabricación de otros productos químicos.*

Ya que el alcance del presente trabajo es el análisis únicamente de la Industria Química Mexicana (IQM), entendiendo por esta al sector que realiza transformaciones químicas de materiales o sustancias con el fin de obtener productos nuevos dentro del país; la definición que será usada de ahora en adelante en el presente trabajo, será la proporcionada por el INEGI, salvo que se indique lo contrario. Adicional a esta definición se agregan la clase *324191 Fabricación de aceites y grasas lubricantes*, ya que comprende la fabricación, a partir de petróleo refinado, de aceites y grasas lubricantes de uso automotriz e industrial, como aditivos, anticongelantes y líquidos para frenos. Y el organismo subsidiario de Petróleos Mexicanos, PEMEX – Petroquímica (PPQ).

La Figura 2, muestra de manera gráfica la definición de la Industria Química Mexicana.

Figura 2.2. Composición de la Industria Química Mexicana



Fuente: Elaboración Propia

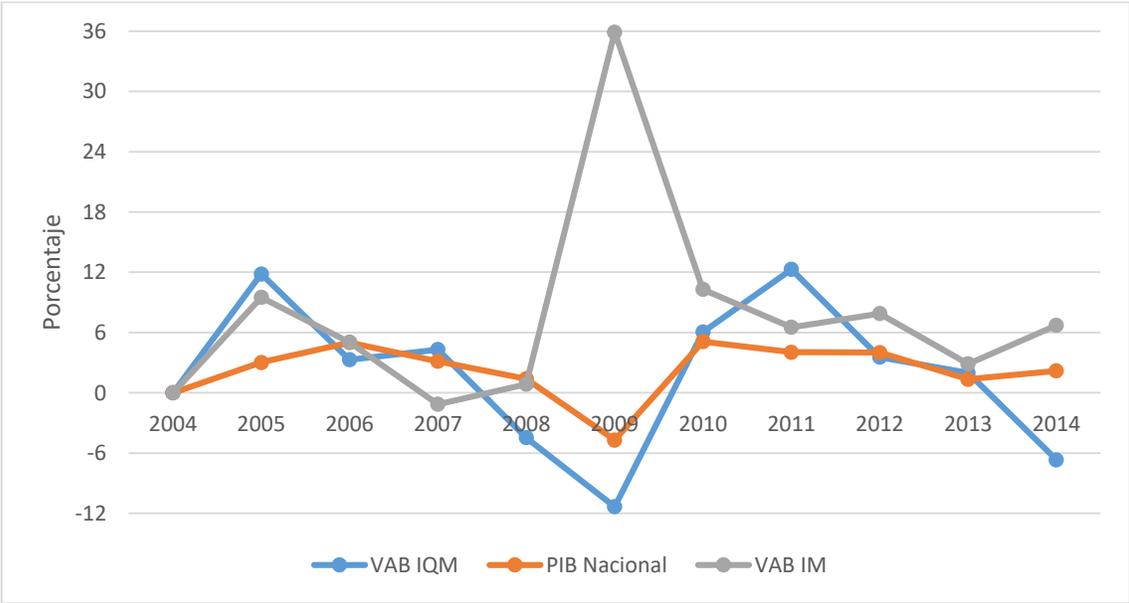
2.4.2. Situación Económica.

Como se mencionó anteriormente, la IQM al ser una proveedora de materia prima tiene una estrecha relación con el crecimiento de la actividad económica general. En este sentido, durante el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014, la trayectoria del valor agregado bruto de la IQM (VAB IQM) siguió el mismo sentido que la del PIB nacional y prácticamente el mismo que el del valor agregado de la industria manufacturera (VAB IM), desde la perspectiva de sus respectivas variaciones anuales (Gráfica 10). Sin embargo, cabe mencionar la caída del 11.3 % en el VAB IQM en 2009, como resultado de la disminución tanto en su producción como en sus ventas, derivada de la crisis financiera del año 2008. Caída que fue mayor que la del PIB con un 4.7 % y totalmente opuesta a la del VAB IM la cual registró un crecimiento significativo del 35.9 %.

Entre los años 2010 y 2011 tanto el valor de la IQM como el del PIB y el de la IM mostraron recuperaciones importantes, destacando el crecimiento registrado por la IQM en el año 2011 del 12.3 %, mucho mayor que el del PIB y el de la IM las cuales obtuvieron crecimientos del 4 % y del 6.5 % respectivamente.

A partir del año 2012, es evidente la disminución en el ritmo de crecimiento anual de la economía nacional en general, en donde la IQM se lleva la peor parte al registrar una caída del -6.7 %, mientras el PIB y la IM obtuvieron crecimientos del 2.2 % y del 6.7 % respectivamente, esto para el año 2014.

Gráfica 2.10. Variaciones anuales (%) del PIB, VAB IM y VAB IQM 2004-2014

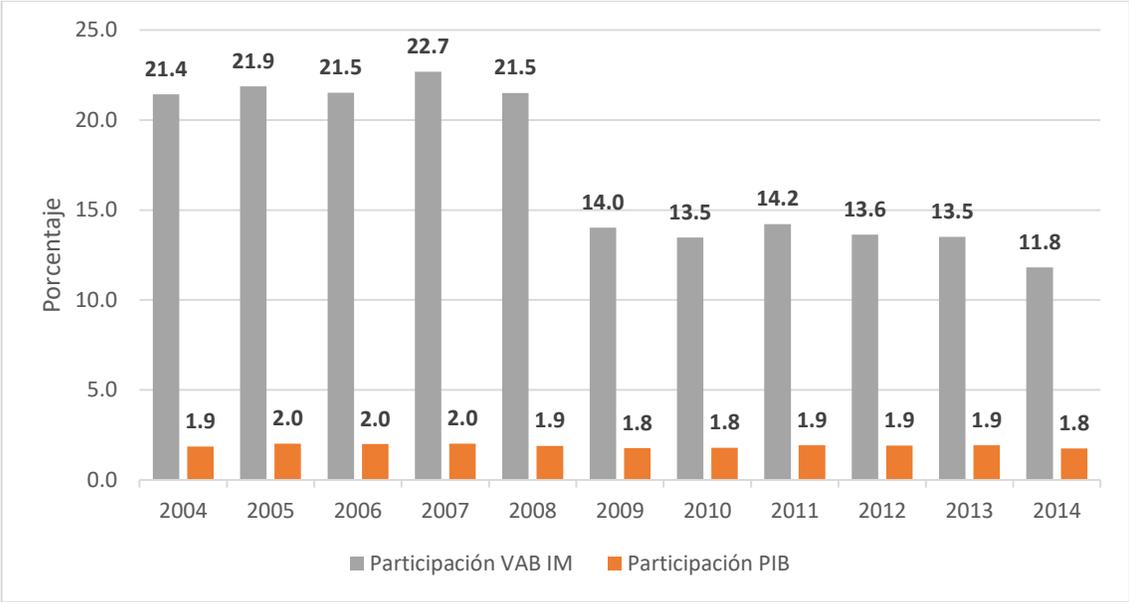


Fuente: Elaboración propia con información de INEGI y PEMEX

En cuanto a la participación que ha tenido la IQM en la economía nacional durante el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014 esta ha permanecido estable y

prácticamente sin crecimiento, sin embargo, su participación dentro del VAB IM disminuyó en prácticamente un 6 % anual durante el periodo, de 21.4 % en 2004 a 11.8 % en 2014 (Gráfica 11).

Gráfica 2.11. Participación (%) de la IQM en el PIB Nacional y en el VAB de la IM 2004-2014

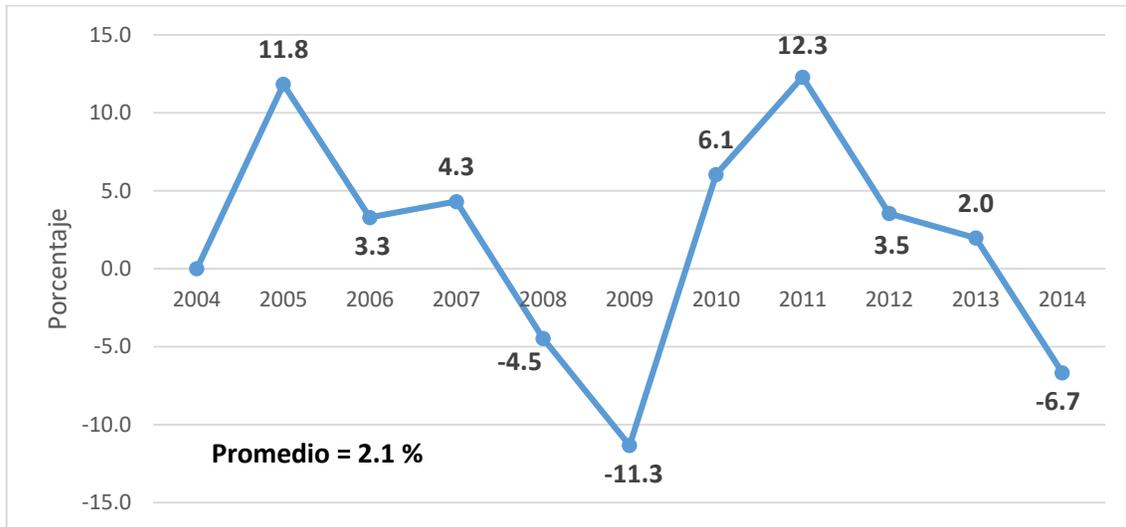


Fuente: Elaboración propia con información de INEGI y PEMEX

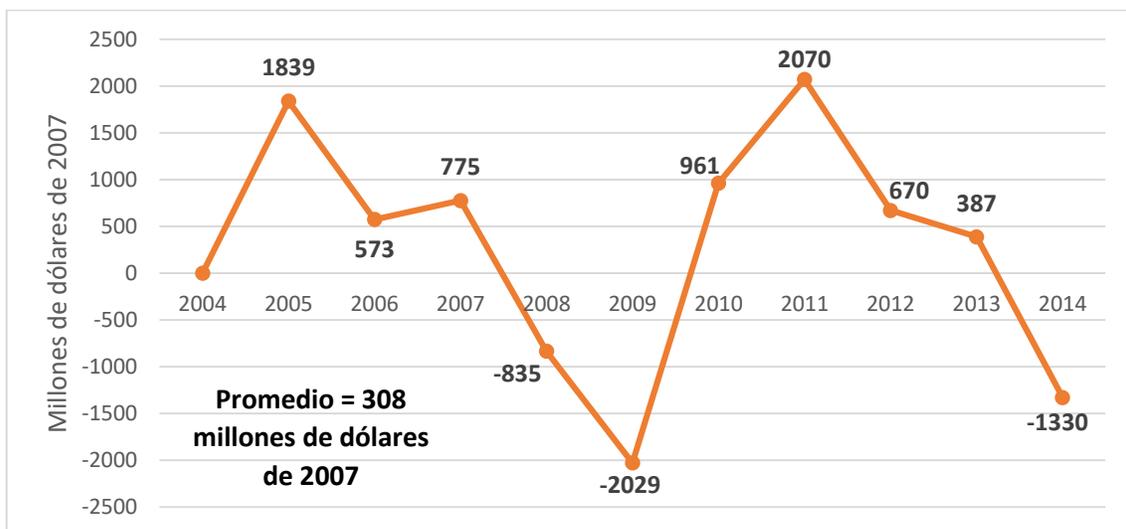
En suma, el VAB IQM ha registrado una serie de altibajos durante el periodo teniendo crecimientos importantes de prácticamente el 12 % durante los años 2004 y 2011, pero que se ven contrarrestados por decrementos de 4.4 %, 11.4 % y 6.7% para los años 2008, 2009 y 2014 respectivamente. En términos monetarios, el VAB IQM, aumentó su valor en 7,275 millones de dólares, mientras que sus pérdidas suman un total de 4,194 millones de dólares de 2007; registrando, en promedio, un aumento de 308 millones de dólares de 2007, los cuales representan un crecimiento anual promedio

del 2.1 %, y una participación anual promedio del 1.9 %, esto para el periodo 2004 – 2014 (Gráficas 12a y 12b).

Gráfica 2.12a. Variación anual (%) del VAB de la IQM 2004-2014



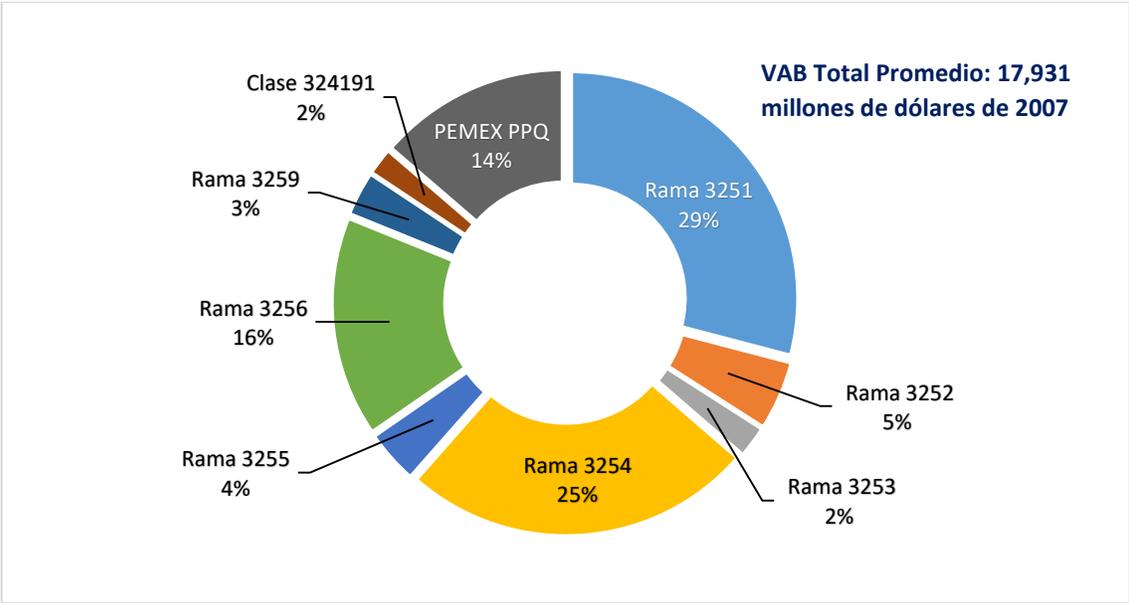
Gráfica 2.12b. Variación anual (millones de dólares de 2007) del VAB de la IQM 2004-2014



Fuente: Elaboración propia con información de INEGI y PEMEX

En cuanto a la actividad de las Ramas² que componen a la industria química nacional, la participación promedio del valor agregado bruto de cada una de estas en el VAB IQM para el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014 se muestra en la Gráfica 13. Las Ramas que registraron el mayor porcentaje de participación fueron la 3251 Fabricación de productos químicos básicos y la 3254 Fabricación de productos farmacéuticos con un 29 % y un 25 % respectivamente. Por el contrario, la Rama que menos porcentaje de participación obtuvo, fue la Clase 324191 Fabricación de aceites y grasas lubricantes con un 2 %.

Gráfica 2.13. Participación promedio (%) del VAB las Ramas* en el VAB total de la IQM 2004-2014



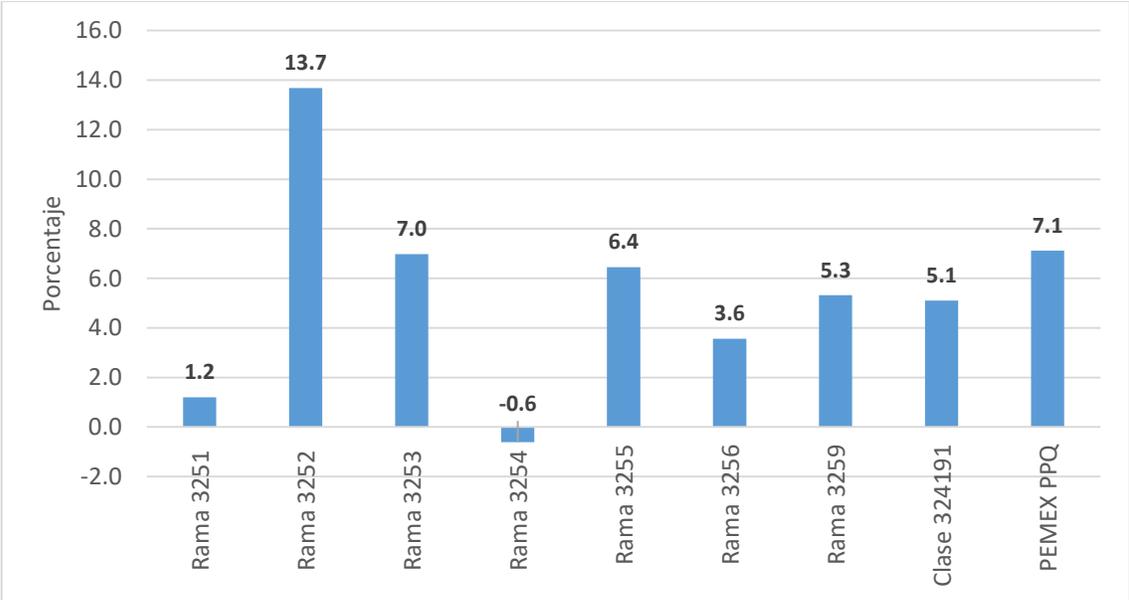
Fuente: Elaboración propia con información de INEGI y PEMEX

² Para mayor referencia revise la Figura 2 de la sección 2.4.1 del presente documento.

Sin embargo, a pesar de no contar con una participación tan alta, las Ramas que registraron un mayor crecimiento, en promedio, durante el mismo periodo fueron PEMEX PPQ con un 7.1 %, la Rama 3255 con un 6.4 %, la Rama 3259 con un 5.3 % y la Clase 324191 con un 5.1 %. Mientras que la única Rama sin crecimiento fue la Rama 3254 al registrar un retroceso del -0.6 % (Gráfica 14).

Sin embargo, es importante mencionar que el crecimiento que registra PEMEX PPQ, no obedece necesariamente a un aumento en su productividad, sino más bien a un incremento en los precios de sus productos petroquímicos, los cuales aumentaron, en promedio 34.4 % a una TMCA del 6.9 %, a dólares de 2007, durante el mismo periodo³.

Gráfica 2.14. Porcentaje promedio de crecimiento de las Ramas que componen las IQM 2004-2014



Fuente: Elaboración propia con información de INEGI y PEMEX

³Para mayor referencia diríjase a los Anexos A1 y A2 del presente documento.

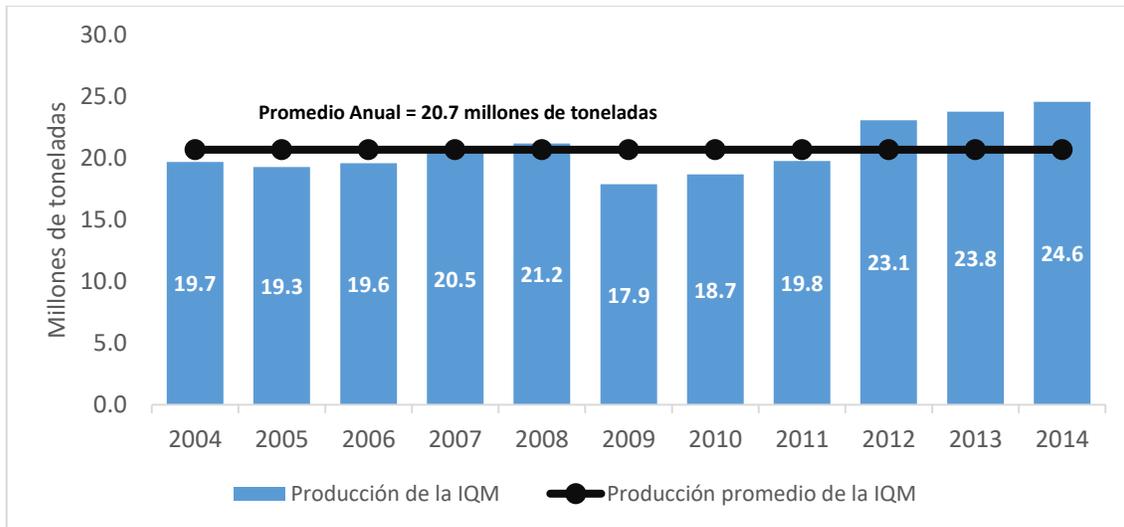
Todo lo anterior, nos indica que IQM ha dejado de generar valor en los últimos años, al contrario de otras industrias manufactureras, esto como consecuencia de su nulo crecimiento, ya que su participación con respecto al PIB disminuyó a una TMCA de 0.6 % para el periodo comprendido entre 2004 y 2014, debido a que el sector se ha visto impactado por el desabasto de materia prima e insumos energéticos, situación que inhibió la inversión y el desarrollo de la IQM, como se verá en la sección 2.4.4.

2.4.3. Capacidad Productiva.

Debido a que la presente sección es de carácter informativo y los datos aquí presentados no figuran en futuros análisis, se utilizó la información proporcionada por la ANIQ (ANIQ, 2015) al considerarla más representativa en temas de producción, exportación e importación de producto terminado, y por ende la capacidad de planta utilizada para la elaboración de dichos productos.

La Gráfica 15, muestra que la producción de la IQM para el periodo 2004 – 2014, se ha mantenido alrededor de las 20.7 millones de toneladas anuales y sin crecimientos relevantes debido a la problemática que enfrenta el sector de desabasto de materia prima, insumos energéticos y un aumento significativo de las importaciones.

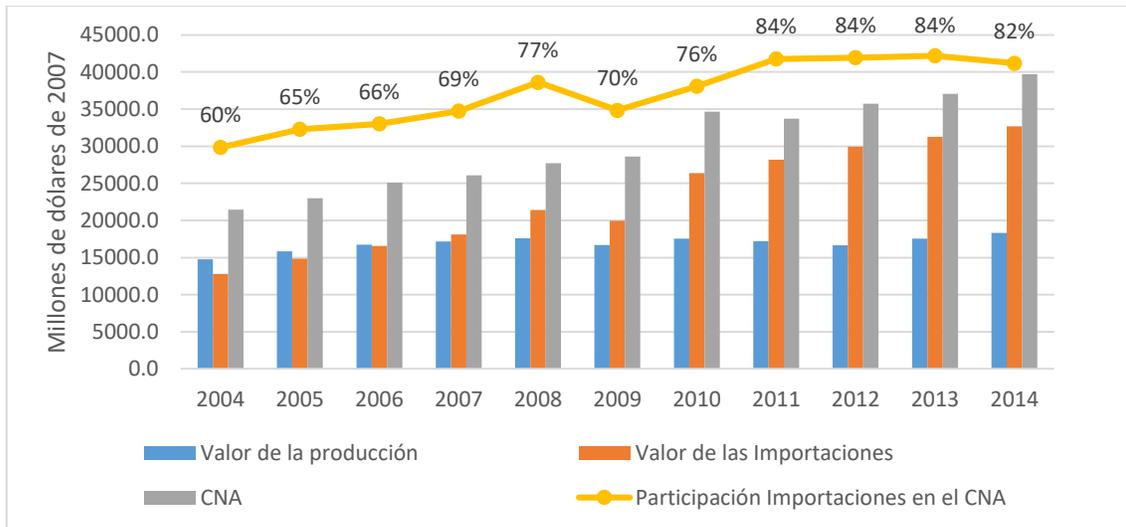
Gráfica 2.15. Producción (millones de toneladas) de la IQM 2004-2014



Fuente: ANIQ (2015)

Sin embargo, mientras la producción se mantuvo estable, con una variación anual promedio en su valor del 1.5 %, el Consumo Nacional Aparente (CNA) del país aumentó de 23,590 millones de dólares en 2004 a 34,836 millones de dólares para 2014, lo que representó un aumento anual del 4 %, situación que provocó que las importaciones del sector aumentarán a razón de un 7 % por año, de 14,802 millones de dólares en 2004 a 28,691 millones de dólares para el año 2014. Para el fin del periodo, las importaciones llegaron a representar el 82 % del CNA, mientras que la producción nacional, abasteció a solo el 18 % del mercado, como se puede observar en Gráfica 16.

Gráfica 2.16. Comportamiento de la IQM y Participación (%) de las importaciones de la IQM en el CNA 2004-2014

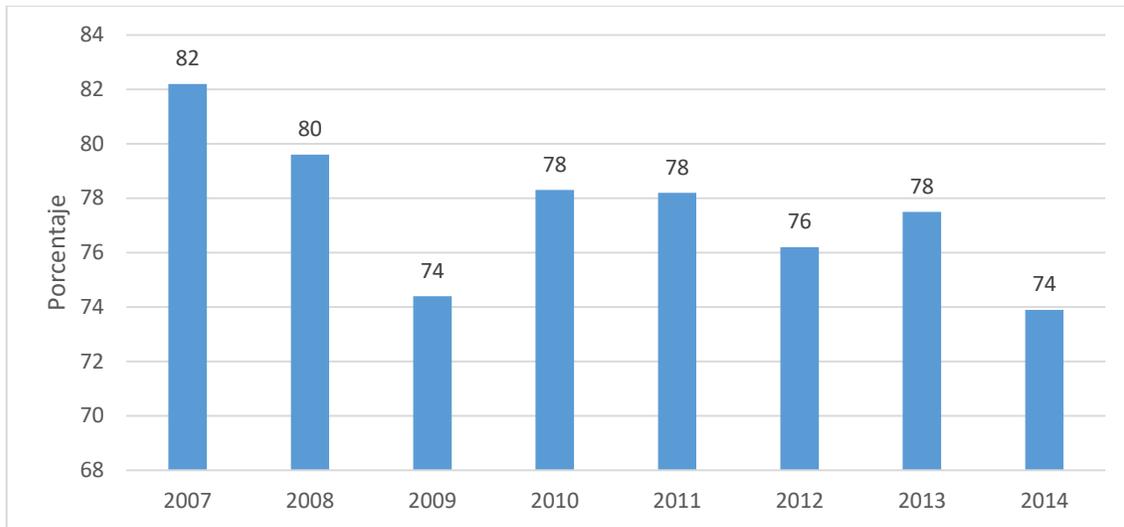


Fuente: ANIQ (2015)

Las expectativas indican que el consumo de productos químicos en México seguirá aumentando, con crecimientos por encima del PIB nacional, esto debido al crecimiento de sectores de uso final como el Automotriz, Aeroespacial, Eléctrico y Electrónico (ANIQ, 2016).

En lo que respecta a la capacidad instalada para el periodo comprendido entre 2007 y 2014 (ya que fueron los datos más recientes proporcionados), no presentó incrementos importantes, por el contrario, esta disminuyó en un 10 %, al pasar del 82 % en 2007 al 74 % para 2014 (Gráfica 17).

Gráfica 2.17. Porcentaje de utilización de Planta de la IQM 2007-2014



Fuente: Elaboración propia con información de la ANIQ

Dicho decremento, puede explicarse como resultado de la falta en la inversión a lo largo de los diferentes subsectores de la IQM y del estancamiento en su producción.

2.4.4. Materias Primas y Auxiliares.

Las materias primas y auxiliares pueden definirse como el valor de los materiales que en conjunto se incorporan a un bien durante el proceso de producción, por lo que son el componente más importante para cualquier industria manufacturera, ya que constituyen el elemento principal de un producto al ser donde se inicia la cadena de valor de los productos de consumo final, en especial de aquellos relacionados con la industria química.

En los últimos años, la IQM se ha visto sumamente afectada por el desabasto de materia prima, principalmente de insumos básicos provenientes de la petroquímica básica y que son producidos casi en su totalidad por PEMEX-Petroquímica. Situación

por la que las importaciones de materia prima se han ido incrementando en el sector (ANIQ, 2016).

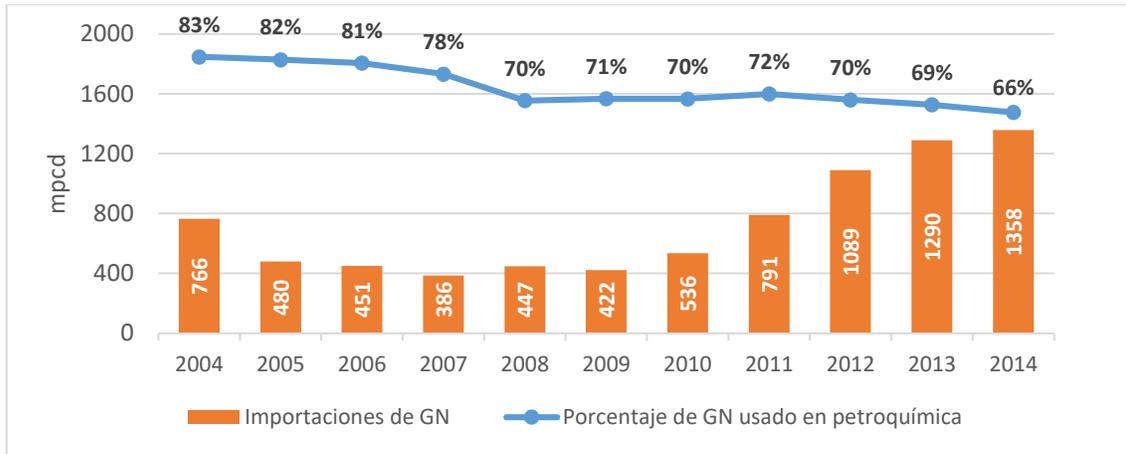
El Gas Natural es un insumo de suma importancia para la industria petroquímica ya sea como materia prima o como energético.

En la Gráfica 18a se puede observar que el porcentaje de Gas Natural (GN) que se destina a la producción de petroquímicos con respecto a la disponibilidad nacional de este recurso ha disminuido en un 25 %, de representar el 83 % en el año 2004 a representar el 66 % para el año 2014. Esto a pesar de que las importaciones aumentaron en un 77 % al pasar de 766 mpcd a 1358 mpcd, respectivamente para los mismos años. Situación que indica la preferencia de usar este insumo como energético en lugar de materia prima.

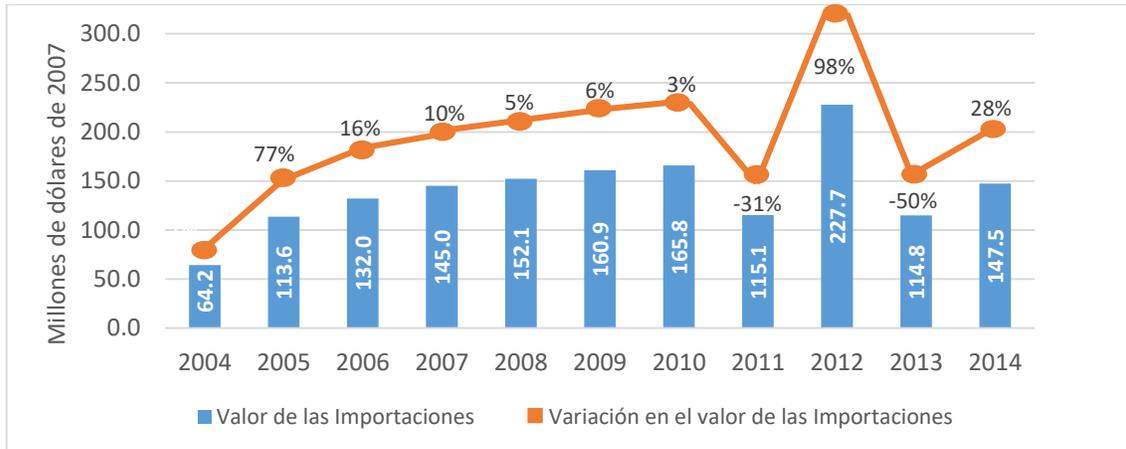
En lo que respecta a los productos petroquímicos, la mayoría de los cuales son usados como materia prima, sus importaciones aumentaron en un 131 % pasando de 64.2 millones de dólares en el año 2004 a 147.5 millones de dólares para el año 2014. Destacando los aumentos registrados, del 77 % en el año 2005 y del 98 % en el año 2012, ambos respecto a sus años anteriores. Sin embargo, se aprecian disminuciones importantes en las importaciones de productos petroquímicos. La primera, del 31 % en el año 2011, la cual puede atribuirse a un mayor uso de materia prima nacional al registrarse un crecimiento importante durante ese año, como se mencionó anteriormente. La segunda disminución, del 50 % en el año 2013, se atribuye a la caída que tuvo la IQM en general durante ese año (Gráfica 18b).

Gráfica 2.18a. Evolución en las importaciones de GN (mpcd) y su uso para la producción de petroquímicos (%)

2004-2014



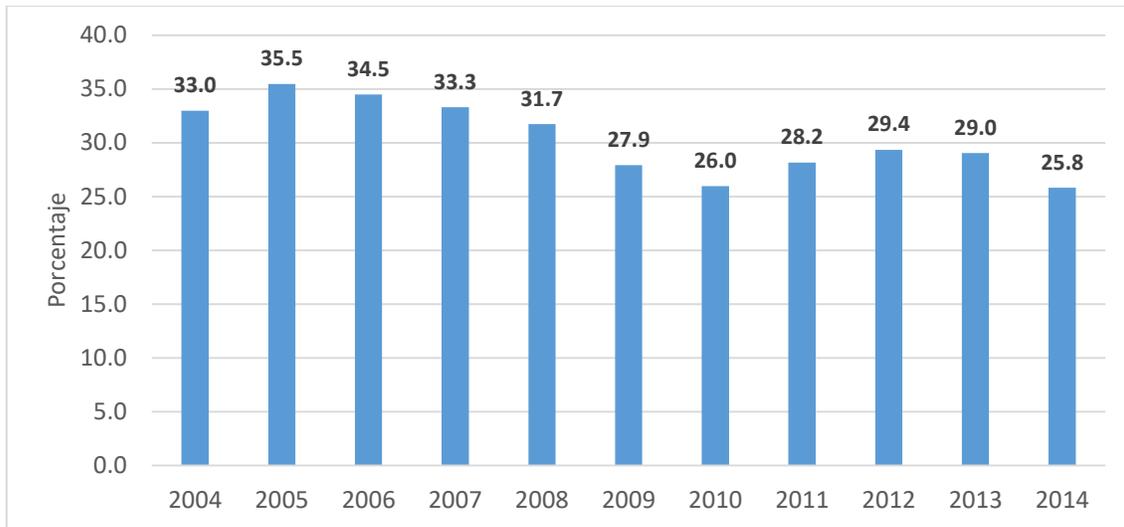
Gráfica 2.18b. Evolución en la importación de productos petroquímicos para la IQM 2004-2014



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER

En general, el porcentaje total de materia prima importada (sin distinguir entre los tipos de productos usados como materia prima) que se utilizó entre los años 2004 y 2014 en la IQM⁴, fue en promedio del 30 % con respecto al total de materias primas usadas, registrando una TMCA de -2.2 % durante el periodo, como se puede observar en la Gráfica 19.

Gráfica 2.19. Porcentaje de materia prima importada utilizada por la IQM 2004-2014

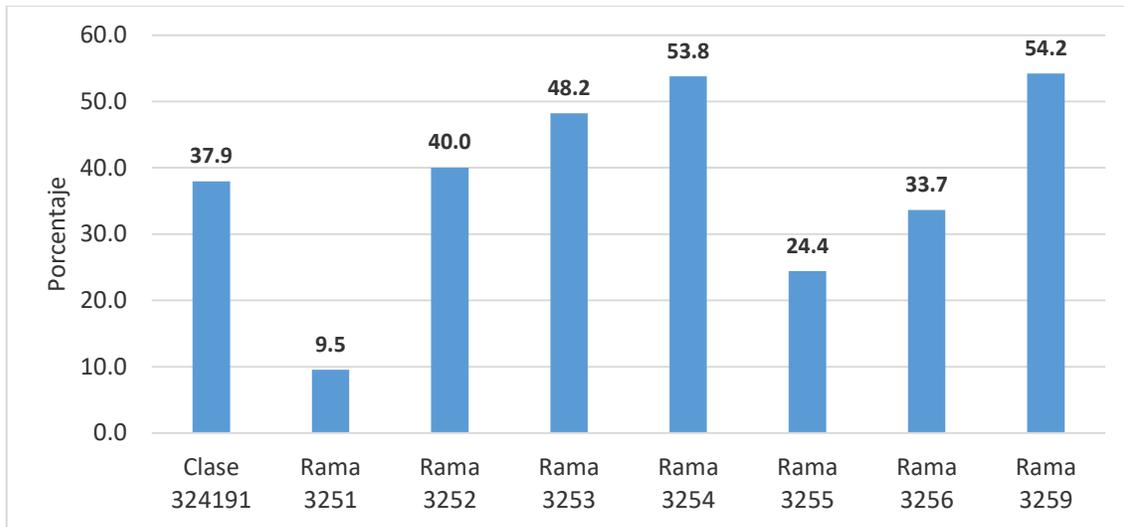


Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

Las Ramas de la IQM que mayor porcentaje de materia prima importada utilizaron fueron la Rama 3259 Fabricación de otros productos químicos y la Rama 3254 Fabricación de productos farmacéuticos, registrando en promedio un 54.2 % y 53.8 %, respectivamente. Seguidas de las Ramas 3253 Fabricación de fertilizantes, pesticidas y otros agroquímicos, 3252 Fabricación de resinas, hules sintéticos y fibras químicas, la Clase 324191 Fabricación de aceites y grasas lubricantes y la Rama 3256 Fabricación de jabones, limpiadores y preparaciones de tocador, con un promedio de 48.2 %, 40 %, 37.9 % y 33.7 %, respectivamente. Quedando las Ramas 3255 Fabricación de pinturas, recubrimientos y adhesivos y 3251 Fabricación de productos químicos básicos, como las que menos materia prima importada utilizaron, teniendo promedios de 24.4 % y 9.5 %, respectivamente, para el periodo que comprende los años 2004 y 2014 (Gráfica 20).

⁴Sin tomar en cuenta a PEMEX PQ al considerarse como productor y distribuidor de materia prima.

Gráfica 2.20. Porcentaje promedio de materia prima importada utilizada por Rama de la IQM 2004-2014

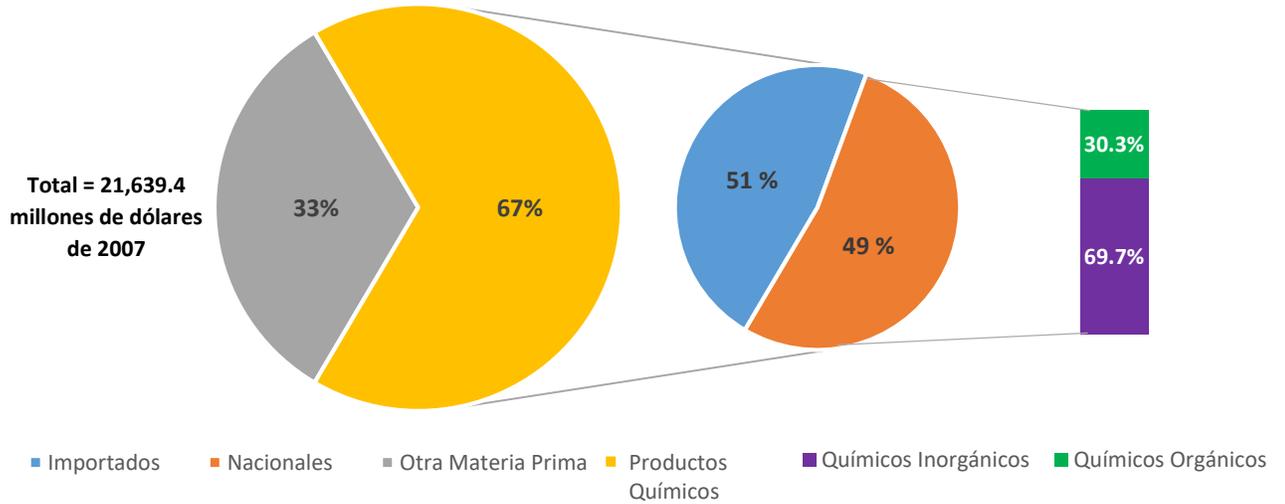


Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

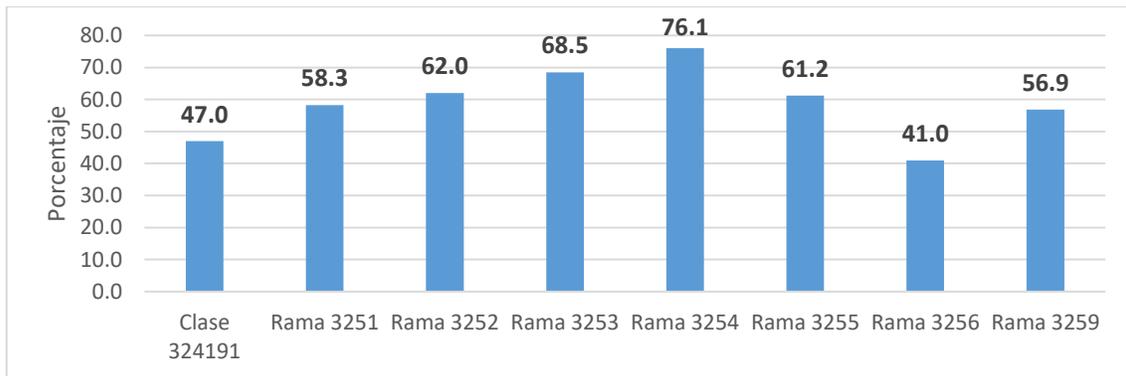
Durante el año 2014, el valor total de la materia prima utilizada por la IQM fue de 21,639.4 millones de dólares, donde el valor de los productos químicos usados como materia prima participó con el 67 %. De dicho porcentaje, el valor de los productos químicos importados que se utilizaron como materia prima, alcanzó los 7,285.2 millones de dólares, alrededor del 51 %; donde los productos químicos de origen orgánico participaron con un 69.7 % y los productos químicos de origen inorgánico con un 30.3 % (Gráfica 21).

En lo que respecta a sus Ramas, entre aquellas que importaron en un mayor porcentaje productos químicos para ser usados como materia prima; destacan las Ramas 3254 y 3253, con un 76.1 % y un 68.5 %, seguidas por las Ramas 3252 y 3255, con un 62 % y un 61.2 %, respectivamente. Mientras que la Rama que menos importó, fue la 3256, con un 42 %, esto para el año 2014 (Gráfica 22).

Gráfica 2.21. Composición de la materia prima utilizada por la IQM en 2014



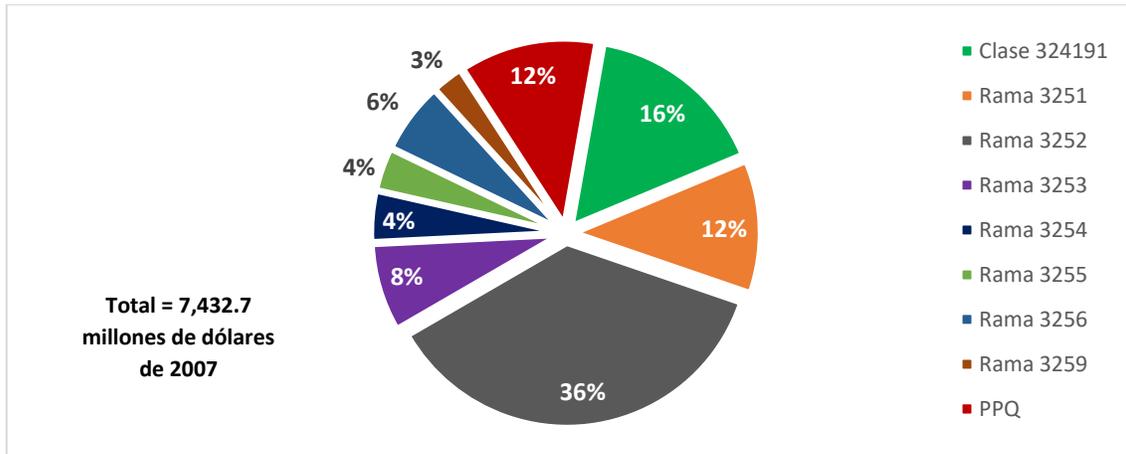
Gráfica 2.22. Porcentaje de productos químicos importados usados como materia prima por Rama de la IQM en 2014



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

Finalmente, en el año 2014, el valor total de importación tanto de productos químicos como de petroquímicos, para su uso como materia prima, fue de 7,432.7 millones de dólares. La Gráfica 23 muestra el porcentaje de participación de cada una de las Ramas que componen a la IQM en este último valor.

Gráfica 2.23. Porcentaje de participación de las Ramas de la IQM en la importación de productos químicos y petroquímicos en 2014.



Fuente: Elaboración propia con datos de INEGI

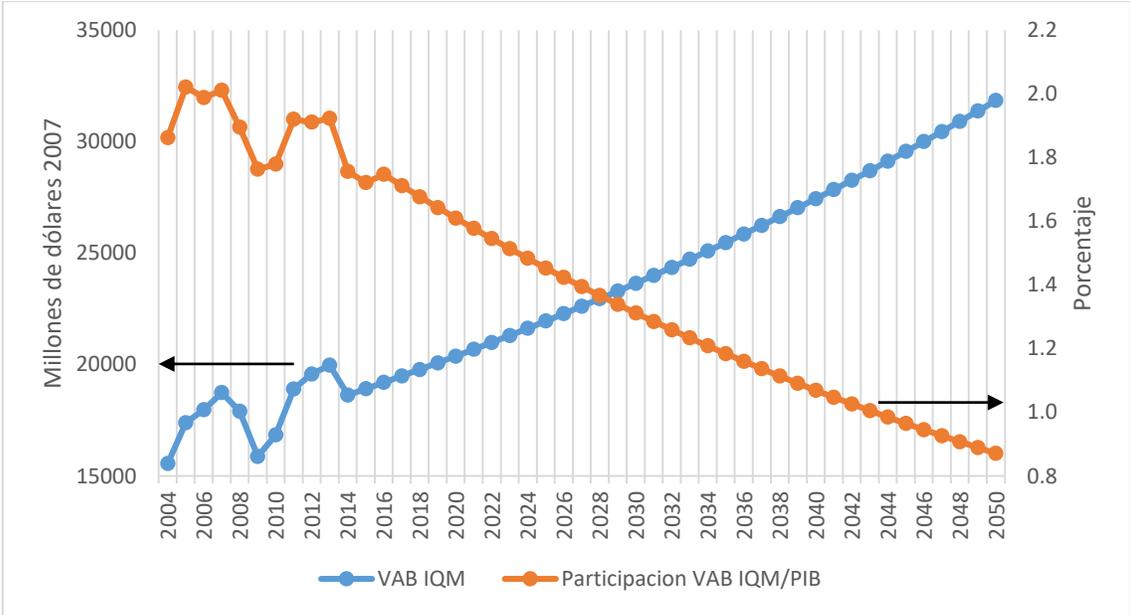
2.4.5. Expectativas Económicas.

Como se mencionó anteriormente, el VAB IQM creció de manera irregular en los últimos años a una tasa media de crecimiento anual del 2.1 % durante el periodo comprendido entre los años 2004 – 2104. De continuar con esta tendencia, en la Gráfica 24 se presenta un escenario económico en donde el crecimiento anual del VAB IQM, para el periodo 2015 – 2050, se establece en 1.5 % (ANIQ, 2016) para un crecimiento del PIB nacional del 3.6 %, de acuerdo con las estimaciones realizadas por el Banco de México, hasta el año 2025 (Banxico, 2015) y que es consistente con el crecimiento del PIB nacional de 3.5 % proyectado en el Reporte Economía del Cambio Climático (SHCP/SEMARNAT, 2009). Según con lo que contempla este escenario, se estima que la participación del VAB IQM con respecto del PIB decrecerá del 1.8 % al 0.9 % para el final del periodo (para mayor detalle consulte el Anexo B1).

Sin embargo, a pesar de este comportamiento, organizaciones a nivel mundial como el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (UNEP) el American Chemistry Council (ACC) y la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) le pronostican a la industria química mexicana un crecimiento importante para los próximos años, el cual se encuentra en el 3.5% anual (UNEP, 2013), el 3.4% (ACC, 2015a) y el 3.0% (OCDE, 2001).

Además de estos pronósticos, de acuerdo con la ANIQ (2016), la reciente Reforma Energética de finales del año 2013 ha suscitado nuevas expectativas de crecimiento para la industria química en México. Consecuencia de lo anterior, uno de los efectos de dicha Reforma que impacta de manera directa sobre el sector tanto a mediano como a largo plazo, será una reducción en sus importaciones, que se verá reflejada en un aumento en el VAB IQM, así como su participación en el PIB nacional.

Gráfica 2.24. Histórico (2004-2104) y Escenario Tendencial (2015-2050) de Crecimiento y de Participación en el PIB para la IQM.



Fuente: Elaboración propia

2.4.5.1. Sustitución de importaciones.

Como se ha mencionado anteriormente, la importación de materia prima, tanto de productos químicos como petroquímicos ha afectado seriamente el desarrollo de la industria química nacional y para la cual, la búsqueda en la autosuficiencia de materia prima e incluso la generación de excedentes para la exportación son objetivos de suma importancia.

La Reforma Energética permite que no solamente actividades, como la extracción de los recursos naturales como el petróleo y el gas sean llevadas a cabo por nuevos participantes, además de PEMEX, sino también aquellas relacionadas con la transformación de dichos recursos, con el objetivo de aumentar la disponibilidad de materias primas para la IQM y así impactar de manera positiva su valor agregado.

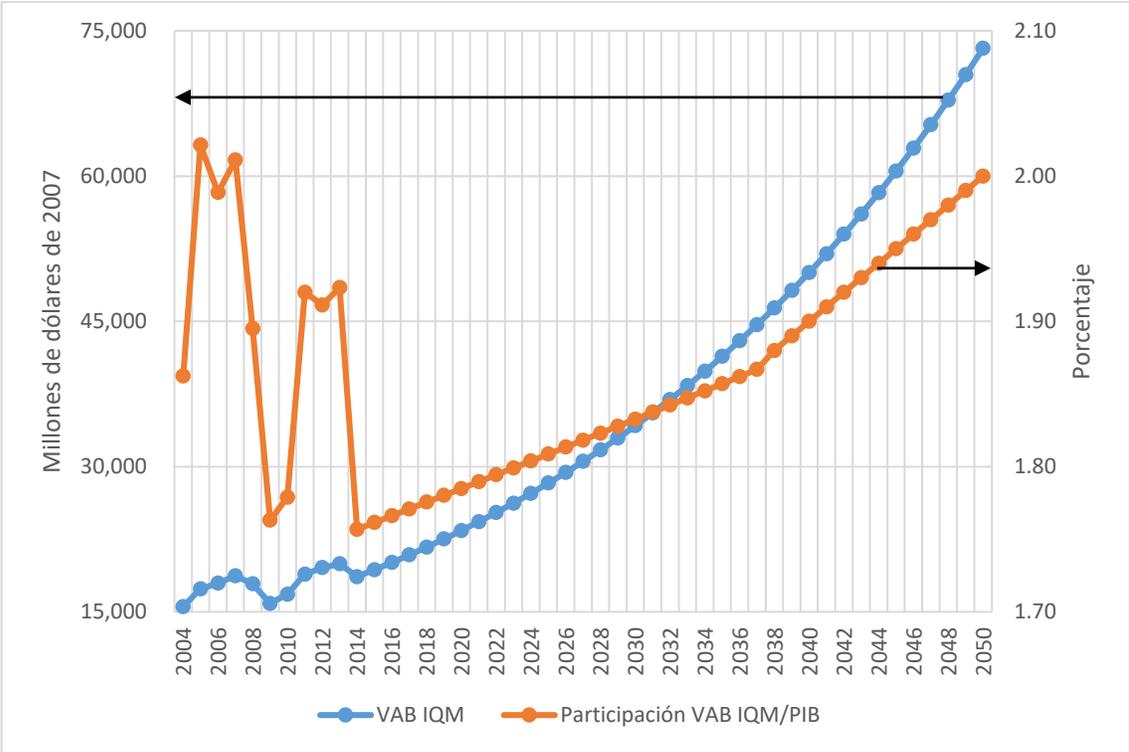
Tomando en cuenta lo anterior, se construyó un Escenario Alternativo de crecimiento económico para el periodo comprendido entre los años 2015 – 2050, tomando en cuenta las siguientes expectativas (ANIQ, 2016):

1. Una sustitución de las importaciones en un 25 % con lo cual se alcanzaría la producción nacional máxima histórica de materia prima en México.
2. Un crecimiento promedio anual de las exportaciones de la industria química en 3 % igual a la observada actualmente.
3. Un valor de la producción que alcanzará una tasa promedio de crecimiento anual del 3.9 % al 2050, con lo cual el valor de la producción de la industria química representará el 2 % del PIB nacional a ese mismo año (Gráfica 25).

Además de estas expectativas se considera un crecimiento del PIB nacional del 3.6%. Se remarca que la tasa promedio de crecimiento anual del valor de la producción de la industria química de la expectativa 3 está en concordancia con las tasas de crecimiento del valor de la producción para la industria química nacional que proyectan diversas organizaciones internacionales (ACC,2015; OECD, 2001; UNEP, 2013). Asimismo, en esta misma expectativa 3 se considera un incremento significativo de la tasa promedio de crecimiento anual del valor de la producción de la industria química respecto al promedio histórico de 1.5% mencionado para el periodo 2004 – 2014.

Además de representar un crecimiento significativo con respecto al promedio histórico del 2.1 % mencionado para el periodo 2004 – 2014.

Gráfica 2.25. Histórico (2004-2014) y Escenario Alternativo (basado en una sustitución del 25 % de las importaciones de materia prima) de Crecimiento y de Participación en el PIB en base a de la IQM 2015-2050



Fuente: Elaboración propia con información de (ANIQ, 2016)

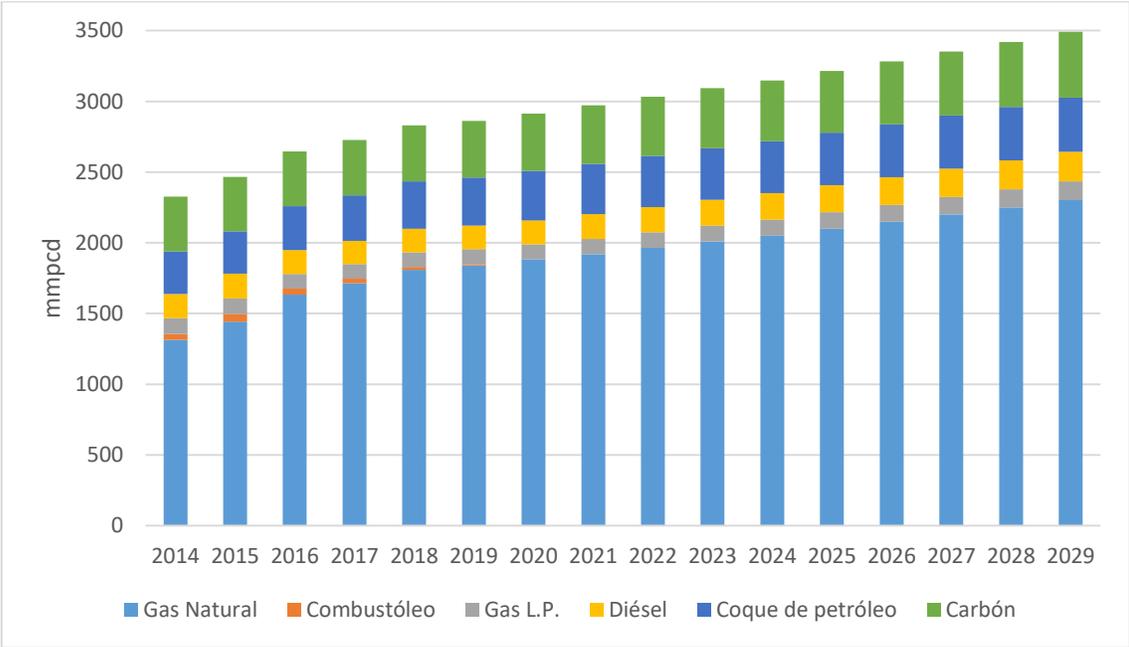
2.4.6. Expectativas Energéticas.

De acuerdo con las proyecciones establecidas por la Secretaría de Energía en sus prospectivas para el periodo comprendido entre los años 2015 – 2029 (SENER, 2015), se estima que, al 2029, la demanda total de combustibles en el sector industrial alcance un volumen de 3,493.0 mmpcd, lo que representará un incremento del 50.1% con respecto a 2014. En este sector el gas natural será el combustible más utilizado con un volumen de 2,301.4 mmpcd, lo que representará un incremento del 70.0% respecto a 2014. Lo antes mencionado será resultado del menor precio relativo del gas en comparación con otros combustibles fósiles y a que, con el desarrollo de proyectos de gasoductos, se llevará gas a distintas zonas en las que antes no se tenía acceso, fortaleciendo el desarrollo de zonas industriales e incorporando nuevas industrias. Al igual que en el sector eléctrico, se espera una sustitución de combustóleo por gas natural en muchas de las industrias, lo que incrementa la demanda. El segundo combustible más utilizado será el carbón, con una demanda de 467.2 mmpcdgne, lo que representará una participación de 13.4% del total, le siguen el coque de petróleo con 381.7 mmpcdgne, diésel con 210.5 mmpcdgne, gas L.P. con 132.1 mmpcdgne y, finalmente, se espera que el combustóleo se deje de consumir a partir de 2020, tal como muestra la Gráfica 26a.

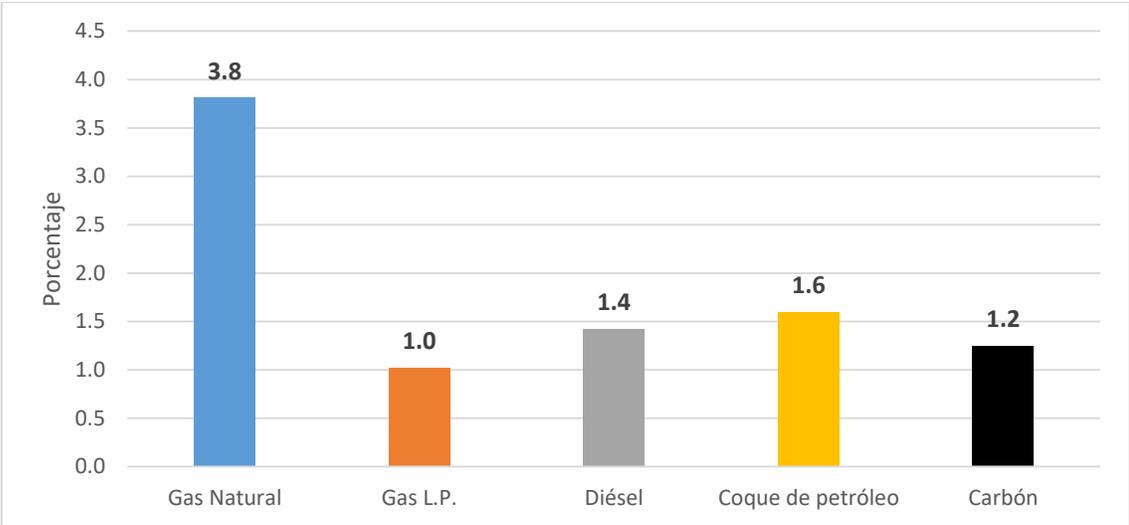
En cuanto a sus tasas de crecimiento durante el periodo, el combustible que presentará el mayor crecimiento en su demanda por parte del sector industrial será el gas natural, cuya tasa de crecimiento promedio se estima en 3.8 %, seguido por el coque de petróleo, el cual tendrá un crecimiento promedio anual 1.6%, el cual está asociado a una mayor demanda por parte de las cementeras y de las plantas

dedicadas a la producción de gas sintético. Finalmente, el Diésel, el Carbón y el Gas L.P., presentarán crecimientos moderados del 1.4 %, 1.2 % y 1.0 %, respectivamente para el año 2029 (Gráfica 26b).

Gráfica 26a. Consumo de combustibles en el sector industrial en México 2014-2029



Gráfica 26b. TMCA de los combustibles en el sector industrial en México para el periodo 2014-2029

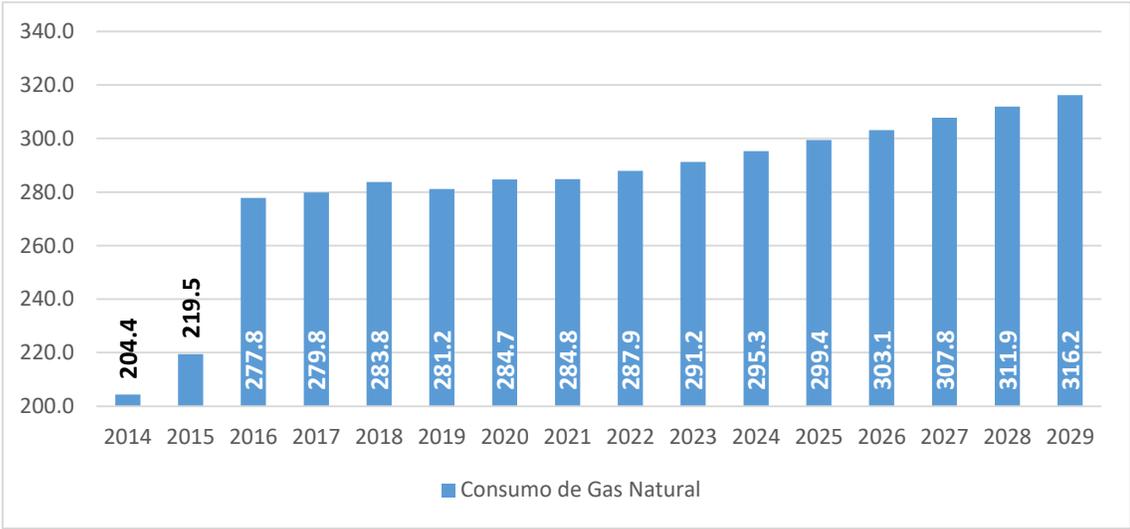


Fuente: Elaboración propia con datos de SENER

De igual manera, se prevé que el gas natural continúe siendo el combustible de mayor consumo en el sector industrial, en 2014 representó el 67.3% del consumo total de combustibles en este sector, mientras que en el último año prospectivo será de 76.1%. Es importante mencionar que este combustible tiende a desplazar al combustóleo, cuyo uso irá a la baja hasta desaparecer en los próximos años, situación asociada a bajos precios del gas natural en relación a los demás combustibles, incorporación de consumo adicional de varias empresas y nuevos proyectos, además de nueva infraestructura de transporte y distribución de gas natural.

En lo que respecta a la IQM, se considera únicamente al Gas Natural, al ser este el combustible de mayor uso por esta rama. Se prevé que el consumo de este combustible por la IQM aumente en un 54.7 % entre los años 2014 y 2029; a una TMCA del 3.0 %. La evolución de dicha demanda, se presenta en la Gráfica 27.

Gráfica 27. Demanda de Gas Natural de la IQM 2014-2029



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER

Sin embargo, al estar la demanda de los energéticos relacionada al crecimiento en la actividad de cada rama del sector industrial; para los próximos capítulos del presente trabajo, la tasa media de crecimiento anual considerada para el consumo de energéticos de la IQM será del 3.9 %, calculada en la sección anterior, para el periodo comprendido entre los años 2014 y 2050.

3. Construcción de Escenarios hacia el año 2050.

3.1. Generalidades sobre la construcción de escenarios.

En la elaboración de escenarios se debe integrar un análisis individual de tendencias, eventos posibles y situaciones deseables bajo una visión integral del futuro.

Un escenario es una modalidad metodológica que realiza un análisis económico estructural que permita el analizar situaciones alternativas probables que disminuyan la incertidumbre y faciliten la previsión y la orientación de las políticas tanto mediano como a largo plazo (Zavala, 2000). De acuerdo con Grande (2013) un escenario exploratorio parte de tendencias pasadas y presentes que conducen a un futuro posible. Para dicho autor la construcción de escenarios se lleva a cabo mediante las siguientes fases:

- a) Percepción del presente. En esta fase se delimita el sistema a estudiar y su contexto, el horizonte temporal de estudio y la formulación de supuestos iniciales sobre las variables esenciales
- b) Percepción del futuro. En esta fase se hace un análisis retrospectivo del sistema bajo estudio, indagando la manera en la que evoluciona, sus invariantes y tendencias a largo plazo. También se debe examinar las estrategias de los actores considerando los elementos estables y los indicios de cambio, así como la exploración factores de cambio para el diseño de escenarios probables y alternativos.
- c) Diseño del futuro deseable. En esta fase se elaboran escenarios alternativos a partir de la evolución más probables de las variables fundamentales, la interacción entre los actores y las modificaciones que puedan surgir.

- d) Estrategias de desarrollo. Una vez que se construyen los escenarios se pueden evaluar de forma cuantitativa.

De igual manera, la teoría de la construcción de escenarios tiene los siguientes principios fundamentales.

- El futuro no está predeterminado, es creado.
- El futuro emerge del presente y está sustentado por el pasado.
- El objetivo primario no es reformar el presente sino entender las posibilidades y consecuencias de planes específicos para el futuro.
- La formulación de planes está influenciada por los valores y creencias de las personas que los crean.
- Los términos “mejor” y “deseable” tiene connotaciones subjetivas.
- El desarrollo de escenarios permite concentrar la atención sobre una visión de largo plazo de posibilidades futuras.
- Un escenario para ser útil tiene que ser relevante, integral, hipotético y plausible.

3.2. Metodología para la construcción de escenarios.

Una variante de la metodología propuesta por Grande (2013), se presenta a continuación. Debido a que nuestro objeto de estudio es la Industria Química Mexicana (IQM) y su demanda energética, así como sus emisiones de GEI, se analizaron las variables esenciales para la construcción de un escenario tendencial (sin promoción de opciones de mitigación de GEI). Se hizo un análisis retrospectivo de estas variables, así como un análisis de las proyecciones hacia un horizonte de análisis de 36 años.

Se estableció que el año de referencia (presente) fuese el año 2014, ya que es el año con la mayor información disponible para estas variables. Los elementos de la metodología son:

- 1. Revisión Documental.** Mediante el análisis de la literatura sobre las proyecciones de las variables macroeconómicas, información técnica, económica y ambiental de la IQM.
- 2. Elementos para la construcción del escenario base.** Análisis histórico de las variables macroeconómicas que inciden en la IQM, a saber, Valor Agregado de la IQM, el PIB nacional, valor de las importaciones de materia prima de la IQM y precio de los combustibles. Revisión de las perspectivas nacionales e internacionales sobre el futuro de la IQM a nivel internacional. Análisis histórico de la demanda de energía en la IQM. Análisis histórico de las emisiones de GEI relacionadas al consumo de energía de la IQM. Establecimiento del año de referencia. Modelación y proyección del crecimiento económico de la IQM. Modelación y proyección de la demanda energética de la IQM tanto general como por usos finales. Modelación y proyección de las emisiones de GEI relacionadas al consumo de energía de la IQM tanto general como por usos finales.
- 3. Elementos para la construcción del escenario Alternativo con opciones de mitigación de GEI para la IQM.** Determinación de las tasas de implementación de las opciones de mitigación de GEI a través del periodo. Modelación y proyección de la demanda energética de la IQM tanto general como por usos finales mediante la incorporación de opciones para la mitigación de GEI. Modelación y proyección de las emisiones de GEI relacionadas al consumo de

energía de la IQM tanto general como por usos finales mediante la incorporación de opciones de mitigación de GEI. Análisis de la incorporación de las opciones de mitigación de GEI por sus usos finales mediante un escenario de transición energética. Análisis del costo de mitigación de las opciones de mitigación.

3.2. Demanda Energética de la Industria Química Mexicana. Estado Actual.

El consumo de energía de la IQM (que de acuerdo con el Balance Nacional de Energía incluye también a PEMEX Petroquímica y la Industria de Fabricación de Fertilizantes) tuvo un crecimiento promedio del 2.3 % anual entre los años 2004 y 2014 ubicándose de esta manera como el segundo principal consumidor de energía del sector industrial, con un consumo de 211 PJ en el año 2014 (véase la Tabla 3.1), lo cual corresponde al 13.5 % de la demanda final de energía de todo el sector (SENER, 2015a).

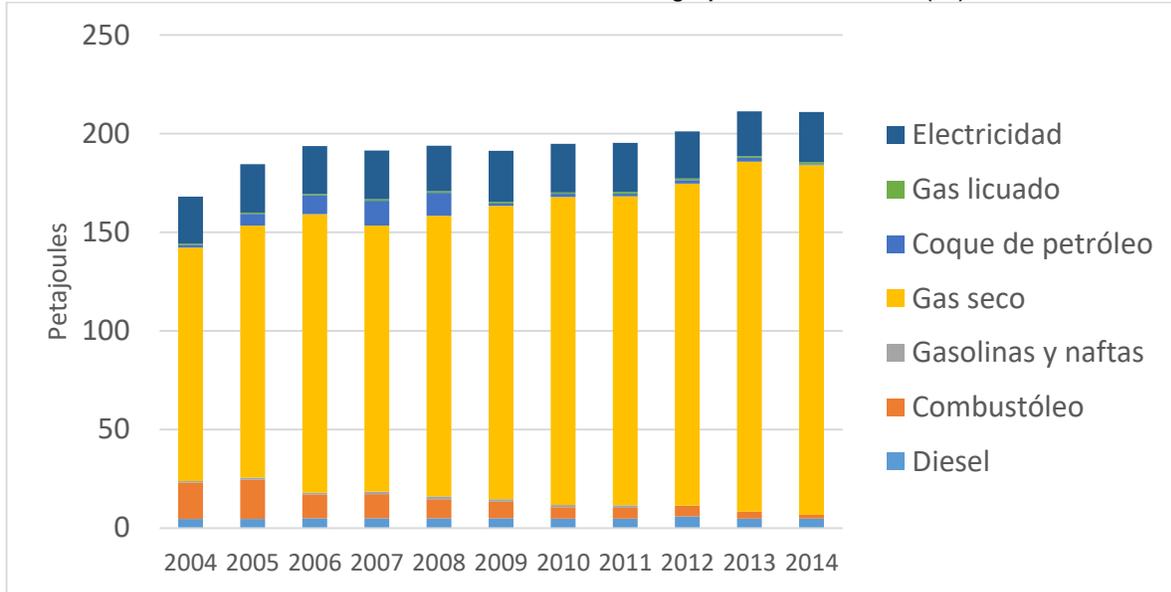
Tabla 3.1. Consumo de energía en el Sector Industrial Mexicano en 2014 (PJ)

Otras ramas	726.72
Industria básica del hierro y del acero	212.47
Industria del cemento	157.36
Pemex Petroquímica	103.82
Industria Química	105.81
Elaboración de azúcares	36.84
Minería de minerales metálicos y no metálicos	55.97
Fabricación de vidrio y productos de vidrio	59.10
Industria del papel	44.36
Elaboración de cerveza	19.87
Industria automotriz	12.64
Industria de la construcción	11.89
Industria del hule	10.02
Elaboración de bebidas no alcohólicas	9.73
Fabricación de fertilizantes	1.37
Elaboración de productos de tabaco	0.49
Total	1568.44

Fuente: Balance Nacional de Energía (SENER 2015)

Dentro de las fuentes energéticas de más consumo por la industria química nacional, destacan el Gas seco y la Electricidad; sin embargo, en el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014, la electricidad consumida por la IQM de la red disminuyó su participación al pasar del 13.3 % al 12.13 %, esto debido a un uso creciente de la cogeneración; la cual, de acuerdo con la Comisión Reguladora de Energía (CRE, 2016) aumentó de 11 permisos, antes de 2004, a 32 permisos de cogeneración otorgados a la IQM durante el periodo de estudio. Derivado de esto, el uso de gas seco aumentó su participación del 71.1 % al 84 % del consumo total de energía de esta industria. Otros combustibles usados por la industria como el Diésel y el Coque de Petróleo, disminuyeron moderadamente su participación respecto al consumo total energético pasando de 2.8 % a 2.2 % y 0.86 % a 0.27 %, respectivamente. El Gas Licuado por su parte mantuvo su participación durante el periodo en 0.4 %. El energético que más disminuyó su participación en el consumo total de energía fue el Combustóleo, ya que en el año 2004 representó el 11 % mientras que en el año 2014 solo participaba con el 0.95 % en el consumo total, ya que fue sustituido por el gas seco. Finalmente, el uso de Gasolinas y Naftas, que representaban en promedio el 0.93 % del consumo total de la industria durante el periodo 2004 – 2012, dejaron de utilizarse en el año 2014 (véase la Gráfica 1).

Gráfica 3.1. Evolución del Consumo de energía por fuente 2004-2014 (PJ)



Fuente: Elaboración propia con datos de SENER (2015)

3.2.1. Uso final de la energía en la Industria Química Mexicana.

Como se ha dicho anteriormente, la industria química cubre un amplio rango de procesos diversos que van desde complejos procesos continuos para fabricar grandes volúmenes de químicos básicos, hasta procesos de menor volumen, por lotes, para la fabricación de químicos más especializados. La industria opera un número diferente de procesos que, unidos entre sí, convierten en varios pasos las materias primas en productos. Y es debido a esta diversidad que definir toda la industria en un solo proceso es imposible; pero si podemos definir que los elementos clave en la mayoría de los procesos químicos es la transferencia tanto de materiales como de energía. La transferencia de materiales implica el mover las materias primas, productos intermedios y productos finales de un estado del proceso al siguiente. Los materiales

pueden estar en estado líquido, sólido o gaseoso y a menudo estos pueden cambiar su estado o sus propiedades durante el proceso, por lo que sistemas que incluyen la combinación de motores, bombas, compresores, tuberías, ventiladores y transportadores son utilizados dependiendo de los requerimientos de la transferencia.

Las reacciones químicas son la esencia de muchos de los procesos, estas pueden llevarse de manera continua o por lotes y por lo regular se realizan en el interior de reactores, los cuales deben de mantenerse en condiciones específicas de presión y temperatura con tal de alcanzar la reacción deseada. Seguido de la reacción, la separación de los productos y de la materia prima sin reaccionar por medio de procesos de destilación, absorción, cristalización o sedimentación es necesaria y para los cuales se requieren cantidades significantes de energía para llevarlos a cabo. Después de la separación, los productos pueden someterse a reacciones o procesos posteriores y la materia prima sin reaccionar es generalmente reciclada para su reutilización, lo que puede generar más procesos de separación, reacción, etc.

La transferencia, reacción, separación y reciclaje de los productos químicos requieren de energía la cual es proporcionada en forma de calor o electricidad. El calor es necesario para proveer las altas temperaturas para realizar las reacciones y los procesos de separación, como la destilación. El uso de vapor en una gran variedad de diferentes presiones es uno de los métodos más utilizados para entregar calor a un proceso; dicho vapor es generado en calderas que son encendidas mediante la quema de gas natural o algún otro combustible fósil, lo que puede llegar a representar hasta el 30 % del consumo final de energía (IEA, 2007)

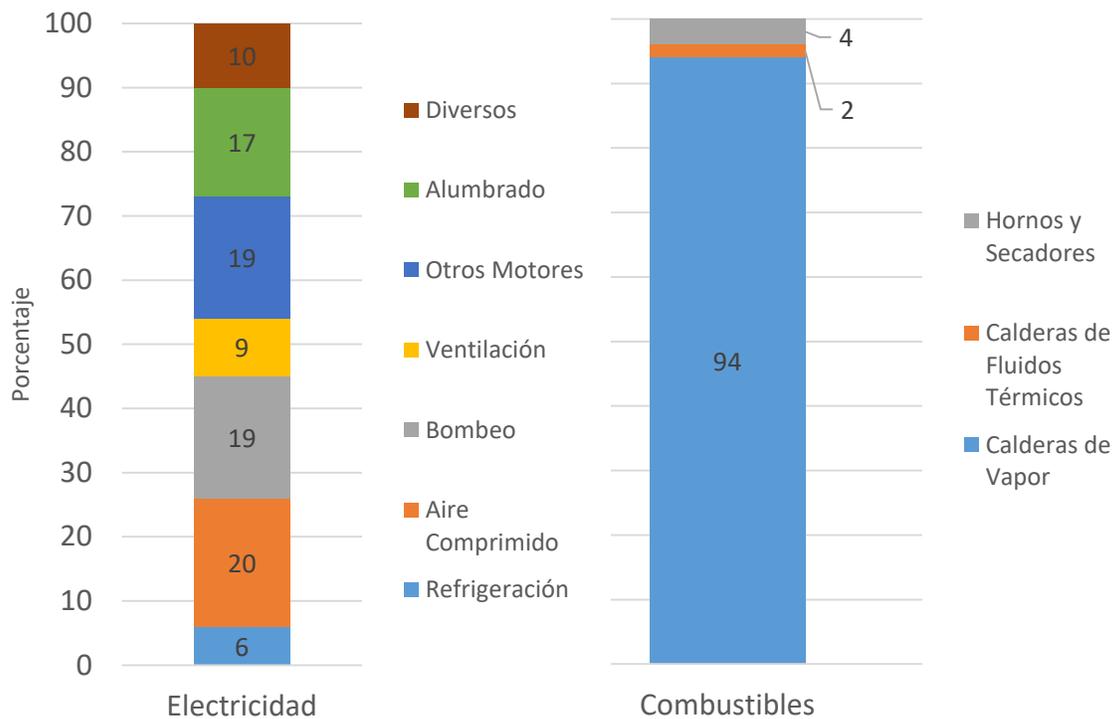
Hornos y secadores son también utilizados para proveer calor directo a algunos procesos, en los cuales, temperaturas verdaderamente altas son requeridas (encima de los 400 °C), como en el proceso de “cracking” para la producción de olefinas. El gas natural o gases de recuperación son comúnmente usados como combustible para los hornos.

Algunas de las reacciones, que son exotérmicas, generan calor en exceso, el cual es generalmente recuperado para su uso en cualquier parte de algún proceso.

Por su parte, la electricidad generalmente es usada en sistemas que incluyen bombas, motores, compresores, equipos de refrigeración, etc. Además de utilizarse en reacciones electrolíticas, como en la producción de cloro por electrólisis, donde la misma reacción puede llegar a utilizar hasta un 50 % del consumo de electricidad de una planta.

La Gráfica 2 presenta un desglose de manera general sobre el uso final de la energía dentro de la industria química según estudios realizados por la CONAE (1995) y la US DOE (2002). Donde se puede observar que la demanda final de energía eléctrica de la industria química es más intensiva en el uso diverso de motores eléctricos para aire comprimido (20 %), bombeo (19 %), ventilación (9 %), refrigeración (6 %) y otros motores (19 %) dando un total del 73 %, mientras que el consumo en alumbrado y usos diversos participan con un 17 % y un 10 % respectivamente en la demanda total de electricidad.

Gráfica 3.2. Desglose del Consumo Energético de la Industria Química por Energético y Uso Final



Fuente: Elaboración propia con datos de CONAE (1995) y US DOE (2002)

Con respecto al uso final de los combustibles, estos son utilizados principalmente en calderas de vapor, representado un 94 % del consumo. El uso en calderas de fluidos térmicos participa apenas con un 2 %, dejando a los hornos y secadores con un 4 % de la demanda final de la mezcla de combustibles. Del análisis de la gráfica anterior, puede entenderse el por qué el consumo de energía eléctrica y del gas natural, son los energéticos más consumidos y con mayor generación de emisiones de gases de efecto invernadero, tema del siguiente apartado.

3.2.2. Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) asociadas a la demanda de energía de la Industria Química Mexicana.

Los gases de efecto invernadero (GEI) calientan la Tierra actuando como una manta aislante al absorber la energía que irradia la Tierra y disminuyendo la velocidad a que esta escapa hacia el espacio. Diferentes gases de efecto invernadero pueden tener diferentes efectos sobre el calentamiento de la Tierra, lo cual depende de dos características propias de cada gas: su capacidad de absorber la energía, eficiencia radiativa, y su tiempo de permanencia en la atmósfera, también conocido como tiempo de vida.

La industria química es de las más sobresalientes emisoras GEI a nivel mundial y la tercera en México, después de la industria del cemento y del acero. Sin embargo, las emisiones de gases de efecto invernadero no sólo se producen debido a la quema de combustibles fósiles (emisiones directas) o al uso de energía eléctrica (emisiones indirectas). Algunos procesos químicos emiten gases de efecto invernadero por la misma naturaleza de la reacción química en la que se basan. Estos procesos co-producen un gas de efecto invernadero, junto con el producto deseado, por lo que estas emisiones no pueden ser evitadas ya que el proceso se basa en una reacción química específica. Por ejemplo, el proceso de producción de amoníaco (NH_3) produce 1.8 kg de CO_2 por kg de NH_3 , si la materia prima es gas natural y 4.3 kg CO_2 por kg de NH_3 si se usa carbón como materia prima (Weiss, Neelis, Blok, & Patel, 2009).

Otra fuente de emisiones de GEI única del sector químico son las causadas por la generación de subproductos debido a la no selectividad de las reacciones químicas, la cual ocurre en los procesos de oxidación parcial durante la producción, los cuales son

difíciles de controlar en una medida que evite la oxidación adicional del producto deseado. Ejemplos son la obtención de CO₂ en las plantas de producción de óxido de etileno o la obtención ácido cianhídrico (HCN) como un subproducto no deseado en la producción de acrilonitrilo.

Al igual que en otras industrias, gases de efecto invernadero son emitidos en la industria química en función de las necesidades de energía de calor y energía requeridas en los procesos. A estos requerimientos se les denomina “consumo específico de energía” (SEC por sus siglas en inglés), por lo tanto, al SEC puede definirse como la energía necesaria en el proceso de transformar la materia prima al producto final sin tomar en cuenta la energía almacenada en la fuente de alimentación y el cual es específico para cada producto. En Tabla 3.2 se muestran SEC's para algunos productos químicos.

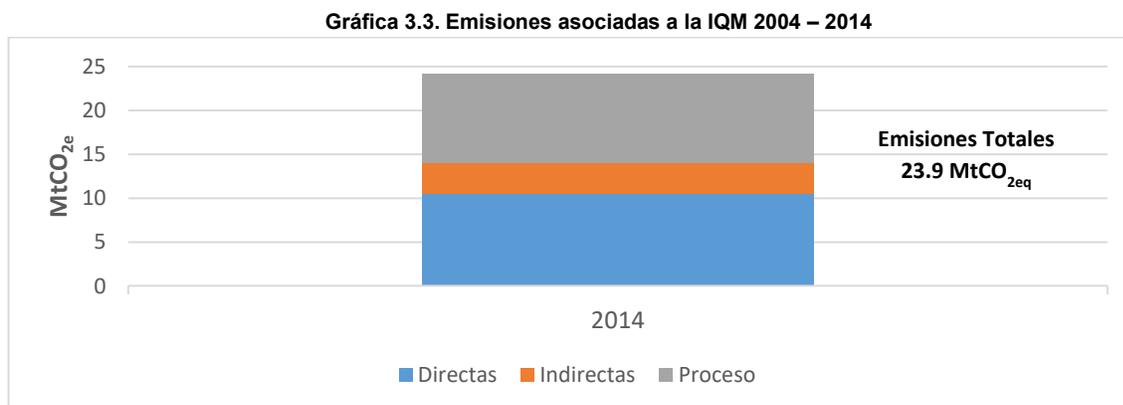
Tabla 3.2. Consumos Específicos de Energía (SEC) en la producción de algunos productos químicos.

Producto Químico	Consumo promedio de energía (GJ/t de producto)
Ácido Tereftálico	7.27
Acrilonitrilo	15.5
Amoniaco	15.4
Benceno	5.57
Caprolactama	17.94
Cloro (celda de membrana)	9.0
Cloruro de vinilo	7.53
Cumeno	3.8
Etileno	16.0
Etilenglicol	5.94
Estireno	16.79
Fenol	13.62
Metanol	13.9
Óxido de Etileno	10.0
Óxido de Propileno	36.26
Paraxileno	22.9
Polipropileno	3.32
Propileno	16.5
Tolueno	5.5
Xileno	5.57

Fuente: Elaboración Propia con información de IEA & ICCA (2013)

De acuerdo con un estudio realizado por la Agencia Internacional de Energía (IEA & ICCA, 2013) la cantidad de emisiones emitidas por la industria química asociadas a los SEC's de sus procesos a nivel mundial, son dominadas por la producción de un reducido grupo de productos químicos que se agrupan en olefinas (principalmente etileno y propileno), amoniaco, aromáticos BTX (benceno, tolueno y xileno) y metanol, que junto con otro grupo de productos químicos¹ de gran volumen de producción consumen alrededor de 12 EJ/año lo que representa el 80 % del consumo total de energía de la industria. Dicho consumo energético equivale a 960 MtCO_{2e}/año de emisiones de GEI que representan el 75 % de las emisiones totales de la industria química global.

Aplicando la misma selección de productos químicos para la IQM, complementada con otros productos de gran volumen de producción en nuestro país², se puede decir que, los procesos para elaborar dichos productos generarían alrededor del 43 % (10.13 MtCO_{2e}) de las emisiones de GEI relacionadas a la IQM durante 2014. Mientras que las emisiones directas generarían alrededor del 44 % y las indirectas el 13 %, para un total de 23.9 MtCO_{2e}, como se puede apreciar en las Gráficas 3.3 y 3.4.



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la ANIQ (2015), PEMEX (2014)(2015), ALPEK (2014), UNIGEL (2015) y MEXICHEM (2014)

Sin embargo, la estimación de los usos no energéticos de combustibles fósiles, así como de sus emisiones de CO₂ es complicado debido a las conexiones complejas entre los flujos de energía y materiales dentro de la industria química (Patel et al., 2005). Además, la gran diversidad de productos elaborados por el sector químico y la amplia variedad y complejidad de sus procesos, limita el proponer medidas de mitigación que estén disponibles y sean aplicables en el corto y largo plazo. Por lo que el considerar a las emisiones generadas por proceso se encuentra lejos de los límites del presente trabajo.

Las emisiones directas fueron calculadas de acuerdo con la metodología establecida en el segundo capítulo de la Guía Nacional para el Inventario de GEI del Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC, 2006). Dicha metodología indica que la estimación de GEI debidos al consumo de combustibles por combustión estacionaria, nivel 1, debe realizarse mediante el siguiente modelo:

$$E_{GEI,combustible} = (C_{tipo\ de\ combustible}) * (FE_{GEI,combustible})$$

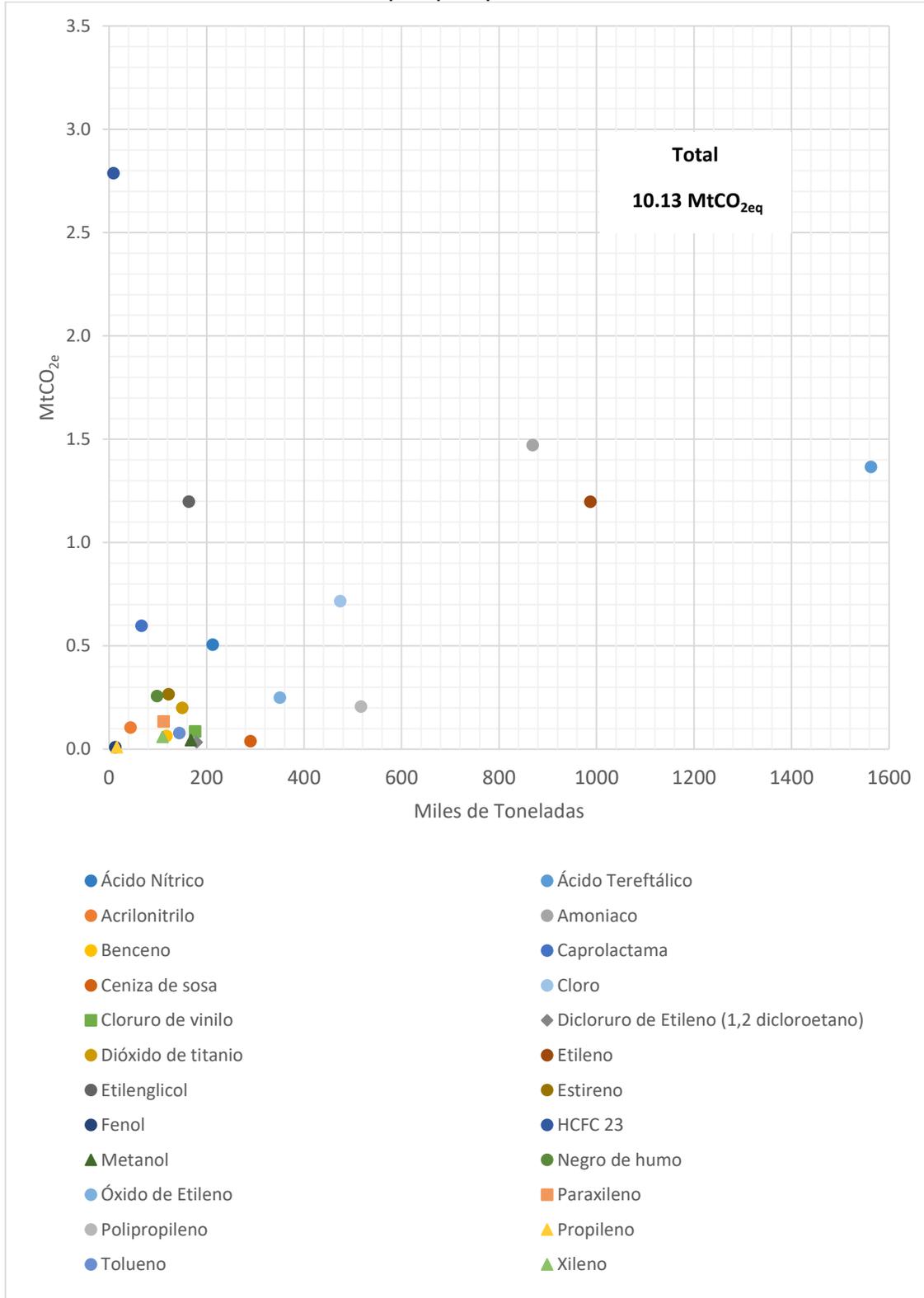
Donde:

$E_{GEI,combustible}$	Emisiones de un cierto tipo de GEI generadas por tipo de combustible (kg GEI)
$C_{tipo\ de\ combustible}$	Consumo de energía del combustible utilizado (TJ)
$FE_{GEI,combustible}$	Factor de emisión por defecto para un cierto tipo de GEI por tipo de combustible. Para el CO ₂ , incluye el factor de oxidación del carbono, asumiéndolo como 1 (kg GEI/TJ).

¹Ácido tereftálico, Acrilonitrilo, Caprolactama, Cloruro de vinilo, Cumeno, Estireno, Etilenglicol, Fenol, Óxido de etileno, Óxido de propileno, P – Xileno, Polietileno.

²Cloro, Ceniza de Sosa, Dicloruro de Etileno, Dióxido de Titanio, HCFC 23, Negro de Humo

Gráfica 3.4. Emisiones asociadas a los principales productos de la Industria Química Mexicana en 2014



Fuente: Elaboración Propia en base a datos de la ANIQ (2015), PEMEX (2014)(2015), ALPEK (2014), UNIGEL (2015) y MEXICHEM (2014)

Los factores de emisión utilizados para cada tipo de combustible, se muestran en la siguiente Tabla.

Tabla 3.3. Factores de emisión por tipo de combustible (kg GEI / TJ).

Tipo de GEI	Gas LP	Gas Natural	Combustóleo	Coque de Petróleo	Diésel	Gasolinas
CO ₂	63,100	56,100	77,400	107,000	74,100	69,300
CH ₄	1	1	3	10	3	3
N ₂ O	0.1	0.1	0.6	1.5	0.6	0.6

Fuente: IPCC (2006)

Por lo tanto, el cálculo de las emisiones totales para cada tipo de GEI, resulta de la suma de las emisiones por cada combustible, según el siguiente modelo:

$$E_{GEI} = \sum_{combustibles} Emisiones_{GEI,combustible}$$

Con el objeto de permitir la comparación entre los impactos que los diferentes tipos de GEI pueden tener sobre calentamiento global, se desarrolló el Potencial de Calentamiento Global (GWP por sus siglas en inglés), el cual mide específicamente la cantidad de energía que las emisiones de 1 tonelada de un GEI específico absorberán durante un periodo de tiempo dado, con respecto a las emisiones de 1 tonelada de CO₂. Mientras mayor sea el valor de GWP, mayor es el potencial de calentamiento de del GEI específico en comparación con el del CO₂ en ese periodo de tiempo. El GWP proporciona una unidad de medida común, por lo regular en millones de toneladas de CO₂ equivalente (MtCO_{2e}), lo que permite el poder sumar las estimaciones de emisiones de diferentes GEI (por ejemplo, para compilar un inventario nacional de GEI) y permite poder comparar las oportunidades de reducción de emisiones entre diversos sectores y gases.

Los valores de GWP utilizados para calcular la equivalencia de los GEI considerados con respecto al CO₂, son los reportados en el quinto informe del IPCC (2014) sobre el Cambio Climático, para un periodo de 100 años y los cuales se indican en la Tabla 3.3.

Tabla 3.4. Valor de GWP (CO_{2e} / E_{GEI}) por tipo de GEI relativos al CO₂ para un periodo de 100 años.

Tipo de GEI	GWP ₁₀₀
CO ₂	1
CH ₄	28
N ₂ O	265

Fuente: IPCC (2014)

La determinación del total de las emisiones por tipo de GEI en su equivalente de CO₂ (E_{GEI} CO_{2e}), resulta del producto de estas por su valor de GWP, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$E_{GEI}(CO_{2e}) = \sum_{combustibles} Emisiones_{GEI,combustible} * GWP_{GEI}$$

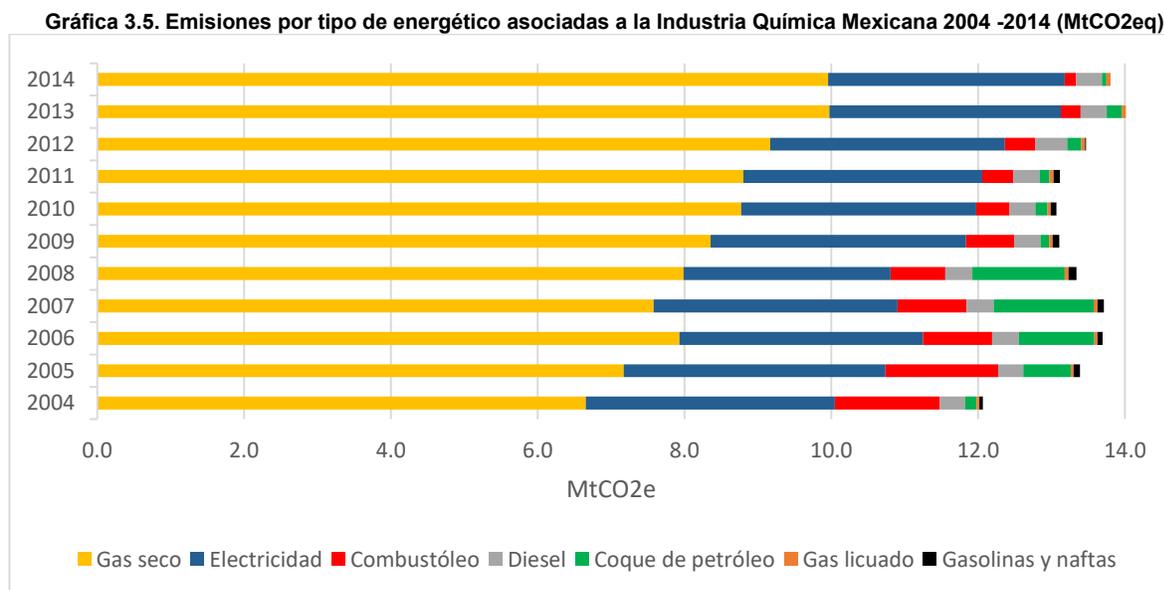
Con respecto al cálculo de las emisiones indirectas, se utilizó el factor directo de emisión eléctrico calculado por el Programa GEI México. El cual se basa en metodologías de la Asociación de Técnicos y Profesionales de la Aplicación Energética (ATPAE), así como en la Metodología Consolidada Aprobada por la Junta Ejecutiva del Mecanismo para el Desarrollo Limpio “ACM0002” (GEI México, 2015). Los factores de emisión para el consumo eléctrico utilizados se presentan en la Tabla 3.4.

Tabla 3.5. Factor de Emisión Eléctrico (tCO_{2e}/MWh).

2004	2005	2006	2007	2008	2009
0.5484	0.5557	0.5246	0.5171	0.4698	0.5057
2010	2011	2012	2013	2014	
0.4946	0.5002	0.5165	0.4999	0.454	

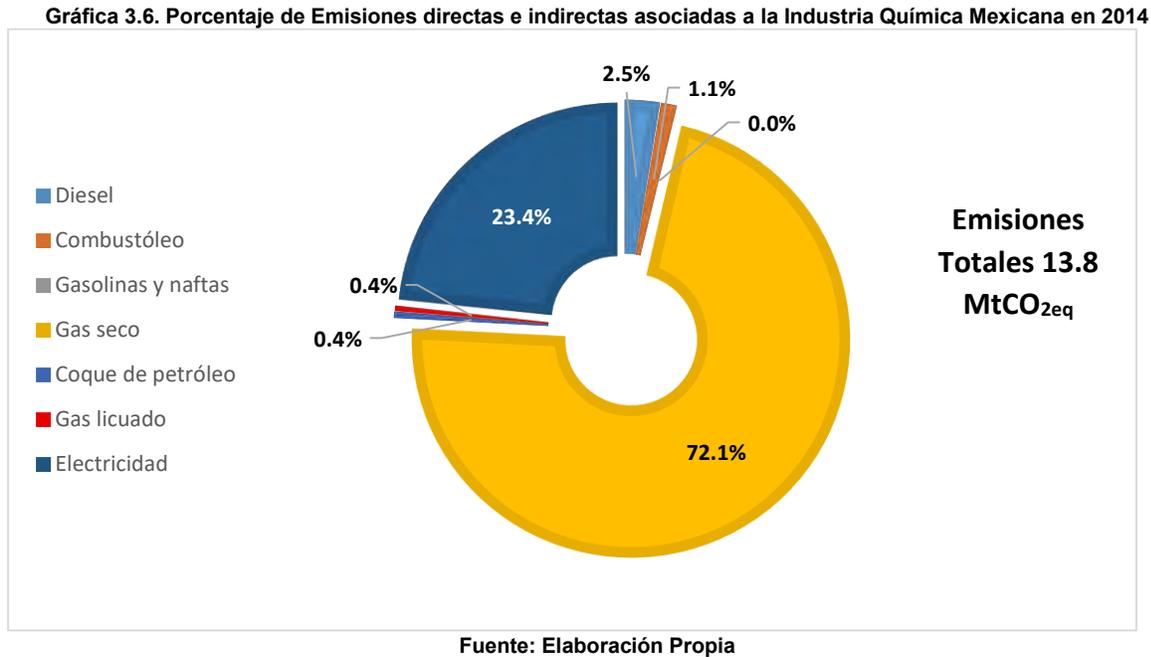
Fuente: GEI México (2015)

Como resultado de todo lo anterior, se obtiene que las emisiones directas asociadas a la IQM durante el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014, aumentaron de 8.7 MtCO_{2e} a 10.6 MtCO_{2e}, mientras que las emisiones indirectas disminuyeron de 3.4 MtCO_{2e} a 3.2 MtCO_{2e}, lo que en conjunto representa un incremento total del 12.6 % durante el periodo. La Gráfica 3.5 muestra, de manera desagregada las emisiones generadas por tipo de energético durante el periodo. El Gas Seco aumento sus emisiones en un 48.7 %, registrando el mayor incremento entre los energéticos, al pasar de 6.7 a 9.96 MtCO_{2e}. El Gas Licuado las incremento en un 30 %, pasando de 0.04 a 0.05 MtCO_{2e}, mientras que Diésel aumento las suyas en un 2.6 %, al pasar de 0.3 a 0.4 MtCO_{2e}. La Electricidad, disminuyó sus emisiones en un 4.9%, pasando de 3.4 a 3.2 MtCO_{2e}. Sin embargo, las mayores reducciones se presentaron en las emisiones relacionadas al uso de Gasolinas y Naftas, en un 100 % y Combustóleo, en un 89.1 %, al prácticamente discontinuar su uso. Mientras que el Coque de Petróleo, disminuyó sus emisiones en un 60 %, al pasar de 0.15 a 0.06 MtCO_{2e}.



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente, durante el año 2014, las emisiones directas representaron en total el 76.6 %, donde su mayor exponente fue el Gas Seco al participar con un 72.1 %, mientras que las indirectas representaron el 23.4 %. (Gráfica 3.6).



3.3. Análisis en el Cambio del Consumo Energético y de Emisiones de GEI en la Industria Química Mexicana mediante el Método de Análisis del Índice de Descomposición.

La metodología de Análisis del Índice de Descomposición (IDA por sus siglas en inglés), es una técnica de descomposición de un indicador agregado de energía para dar medidas cuantitativas de las contribuciones relativas de un conjunto de factores predefinidos que conducen al cambio en el indicador agregado en un periodo de tiempo. Dicha técnica fue utilizada por primera vez a finales de los años setenta por la

necesidad de cuantificar el impacto del cambio en la estructura de producción (debido a la crisis del petróleo) sobre la demanda total de energía en la industria en orden de tener un mejor entendimiento de los factores dicho cambio. La metodología IDA se ha vuelto una herramienta muy útil en la actualidad para explicar cambios, tanto en la demanda de energía de la industria (Ang & Zhang, 2000) como en sus emisiones relacionadas (Xu & Ang, 2013).

Los métodos de descomposición más utilizados son el análisis por el índice Laspeyres, el cual mide el impacto que tiene el cambio (en porcentaje) de una variable específica a través del tiempo, manteniendo sin cambios (con valores del año base) al otro grupo de factores que componen el indicador agregado. Y el análisis por el índice Divisia, el cual es una suma ponderada de tasas de crecimiento logarítmicas, donde la ponderación es asignada de acuerdo a la participación que tienen los factores en el valor total del indicador agregado.

Sin embargo, dichos métodos presentan dos problemas. El primero es el problema de la descomposición imperfecta, ya que después de realizar la descomposición, gran parte del cambio en el indicador agregado aparece como un valor residual que queda sin explicación y puede generar un margen de error bastante significativo, dicho problema surge con mayor frecuencia en el método del índice Laspeyres (Liu, Ang, & Ong, 1992). El segundo ocurre en el método del índice Divisia, que, al contar con términos logarítmicos en su fórmula, genera errores de cálculo cuando aparecen valores cero en el conjunto de datos. Algo que es muy común en el análisis de la demanda energética industrial, por ejemplo, ciertos tipos de combustibles comienzan o dejan de usarse, como es el caso del carbón y del gas natural en algunos sectores industriales (Ang & Zhang, 2000).

Debido a estos problemas, Ang y Liu (Ang & Liu, 2001), proponen un nuevo método de descomposición basado en el método de índice Divisia, en el cual aplican una función de media logarítmica ponderada, lo cual elimina el problema del valor residual. Dicho método se denomina Media Logarítmica del Índice Divisia (LMDI, por sus siglas en inglés) y es el método que se utilizará para realizar los cálculos en esta sección. En lo que respecta a los valores cero dentro de un conjunto de datos, el problema puede solucionarse al reemplazar los valores cero por números positivos pequeños, en el orden entre 10^{-10} y 10^{-20} , obteniendo resultados convergentes conforme el número se acerca a cero (ANG, Zhang, & Choi, 1998).

De manera tradicional el método LMDI trata de identificar los cambios que surgen, ya sea en la demanda de energía o en las emisiones, al desagregar estos en una serie de distintos factores. Según Ang (Ang, 2005), para explicar un cambio en el consumo de energía de la industria, los factores que deben considerarse son:

Efecto de la Actividad (Q), el cual se refiere a los cambios en la actividad económica desde el punto de vista de que los resultados generados por una economía no permanecen constantes entre dos periodos. Por ejemplo, si el PIB de una economía aumenta, también lo hará su demanda de energía, dependiendo de la sensibilidad que tenga el PIB a la demanda energética.

Efecto de la Estructura (S), se refiere al cambio en la actividad de su estructura económica a nivel sectorial, por ejemplo, muchos países desarrollados han pasado de ser industrialmente intensivos en energía a proporcionar actividades relacionadas al servicio, lo que reduce su consumo de energía.

Efecto de la Intensidad (I), describe los cambios en la intensidad energética debido a la eficiencia energética relacionados con cambios en tecnología, proceso o producto. Por ejemplo, la sustitución de combustibles en la industria eléctrica de carbón a gas natural, lo que resulta en una reducción en la intensidad energética.

De esta manera el método LMDI aísla los cambios ocurridos en cada variable con tal de entender su influencia sobre el cambio total en el consumo de energía.

3.3.1 Metodología.

3.3.1.1. Cambio en la Demanda Energética.

De acuerdo con Ang (2015), cuando se estudian los cambios en el consumo de energía a nivel industrial (E), el indicador agregado a descomponer es el sector industrial y en el cual el consumo para cada subsector (E_i) puede ser descompuesto de manera independiente. Comenzando por la siguiente identidad:

$$E = \sum_i E_i = \sum_i Q \frac{Q_i}{Q} \frac{E_i}{Q_i} = \sum_i Q * S_i * I_i \quad (1)$$

Así, para nuestro caso, el consumo total de energía de la IQM (E_{IQM}) estaría definido, acorde con el Balance Nacional de Energía, por las demandas energéticas de la Industria Química Privada (E_{IQP}), PEMEX Petroquímica (E_{PP}) y la Industria de Fabricación de Fertilizantes (E_{IF}). Quedando la ecuación (1) como:

$$E_{IQM} = E_{IQP} + E_{PP} + E_{IF} = Q_{IQM} \left[\left(\frac{Q_{IQP}}{Q_{IQM}} \frac{E_{IQP}}{Q_{IQP}} \right) + \left(\frac{Q_{PP}}{Q_{IQM}} \frac{E_{PP}}{Q_{PP}} \right) + \left(\frac{Q_{IF}}{Q_{IQM}} \frac{E_{IF}}{Q_{IF}} \right) \right] \quad (2)$$

$$= Q_{IQM} * (S_{IQP} + S_{PP} + S_{IF}) * (I_{IQP} + I_{PP} + I_{IF})$$

donde:

E_{IQM}	Consumo Total de Energía de la IQM	$S_{IQP} = \frac{Q_{IQP}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de la IQP en el VAB de la IQM
E_{IQP}	Consumo Total de Energía de la IQP	$S_{PP} = \frac{Q_{PP}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de PP en el VAB de la IQM
E_{PP}	Consumo Total de Energía de PP	$S_{IF} = \frac{Q_{IF}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de la IF en el VAB de la IQM
E_{IF}	Consumo Total de Energía de la IF	$I_{IQP} = \frac{E_{IQP}}{Q_{IQP}}$	Intensidad Energética de la IQP
Q_{IQM}	VAB de la IQM	$I_{PP} = \frac{E_{PP}}{Q_{PP}}$	Intensidad Energética de PP
Q_{IQP}	VAB de la IQP	$I_{IF} = \frac{E_{IF}}{Q_{IF}}$	Intensidad Energética de la IF
Q_{PP}	VAB de PP		
Q_{IF}	VAB de la IF		

Considerando que los cambios se generan en un periodo de tiempo que va de t_0 (0) a t (T) y aplicando de manera aditiva el método LMDI a la ecuación (2) obtenemos:

$$\Delta E_{IQM} = E_{IQM}^T - E_{IQM}^0 = \Delta E_{act} + \Delta E_{est} + \Delta E_{int} \quad (3)$$

donde los subíndices *act*, *est* e *int* denotan el cambio en los efectos de actividad, estructura e intensidad energética respectivamente para la IQM y donde cada uno se define de la siguiente manera:

$$\Delta E_{act} = \sum_i L(E_i^0, E_i^T) \ln(Q^T / Q^0) \quad (4)$$

$$\Delta E_{est} = \sum_i L(E_i^0, E_i^T) \ln(S_i^T / S_i^0) \quad (5)$$

$$\Delta E_{int} = \sum_i L(E_i^0, E_i^T) \ln(I_i^T / I_i^0) \quad (6)$$

$L(E_i^0, E_i^T)$ es la media logarítmica del consumo de energía en el año T y el año 0:

$$\sum_i L(E_i^0, E_i^T) = \frac{(E_i^T - E_i^0)}{\ln E_i^T - \ln E_i^0}$$

Por lo que las ecuaciones (4), (5) y (6), resultan en:

$$\Delta E_{act} = [L(E_{IQP}^0, E_{IQP}^T) + L(E_{PP}^0, E_{PP}^T) + L(E_{IF}^0, E_{IF}^T)] \ln(Q_{IQM}^T / Q_{IQM}^0) \quad (7)$$

$$\Delta E_{est} = [L(E_{IQP}^0, E_{IQP}^T) \ln(S_{IQP}^T / S_{IQP}^0) + L(E_{PP}^0, E_{PP}^T) \ln(S_{PP}^T / S_{PP}^0) + L(E_{IF}^0, E_{IF}^T) \ln(S_{IF}^T / S_{IF}^0)] \quad (8)$$

$$\Delta E_{int} = [L(E_{IQP}^0, E_{IQP}^T) \ln(I_{IQP}^T / I_{IQP}^0) + L(E_{PP}^0, E_{PP}^T) \ln(I_{PP}^T / I_{PP}^0) + L(E_{IF}^0, E_{IF}^T) \ln(I_{IF}^T / I_{IF}^0)] \quad (9)$$

3.3.1.2. Cambio en las Emisiones de CO_{2e} relacionadas a la IQM.

Para el estudio del cambio en las emisiones de CO_{2e} relacionadas a la industria, de acuerdo con Xu y Ang (2013), adicional a los efectos que contribuyen al cambio de la demanda energética, el indicador agregado para las emisiones de CO_{2e} (C) debe descomponerse en: Efecto de la Mezcla de Combustibles (M), relacionado a los combustibles usados por el sector de actividad y el Efecto del Coeficiente de Emisión según el tipo de combustible (U). Quedando la ecuación (1) como:

$$C = \sum_{ij} C_{ij} = \sum_{ij} Q \frac{Q_i E_i E_{ij} C_{ij}}{Q Q_i E_i E_{ij}} = \sum_i Q * S_i * I_i * M_{ij} * U_{ij} \quad (10)$$

Considerando los subsectores en los que se divide la IQM, la ecuación (10) resulta en:

$$C_{IQM} = C_{IQP} + C_{PP} + C_{IF} = Q_{IQM} \left[\left(\frac{Q_{IQP} E_{IQP} E_{IQP} C_{IQP}}{Q_{IQM} Q_{IQP} E_{IQM} E_{IQP}} \right) + \left(\frac{Q_{PP} E_{PP} E_{PP} C_{PP}}{Q_{IQM} Q_{PP} E_{IQM} E_{PP}} \right) + \frac{Q_{IF} E_{IF} E_{IF} C_{IF}}{Q_{IQM} Q_{IF} E_{IQM} E_{IF}} \right] \quad (11)$$

$$= Q_{IQM} * (S_{IQP} + S_{PP} + S_{IF}) * (I_{IQP} + I_{PP} + I_{IF}) * (M_{IQP} + M_{PP} + M_{IF}) * (U_{IQP} + U_{PP} + U_{IF})$$

donde:

E_{IQM}	Consumo Total de Energía de la IQM	$M_{IQP} = \frac{E_{IF}}{E_{IQM}}$	Participación de consumo de combustibles de la IF en la IQM
E_{IQP}	Consumo Total de Energía de la IQP	$S_{IQP} = \frac{Q_{IQP}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de la IQP en el VAB de la IQM
E_{PP}	Consumo Total de Energía de PP	$S_{PP} = \frac{Q_{PP}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de PP en el VAB de la IQM
E_{IF}	Consumo Total de Energía de la IF	$S_{IF} = \frac{Q_{IF}}{Q_{IQM}}$	Participación del VAB de la IF en el VAB de la IQM

Q_{IQM}	VAB de la IQM	$I_{IQP} = \frac{E_{IQP}}{Q_{IQP}}$	Intensidad Energética de la IQP
Q_{IQP}	VAB de la IQP	$I_{PP} = \frac{E_{PP}}{Q_{PP}}$	Intensidad Energética de PP
Q_{PP}	VAB de PP	$I_{IF} = \frac{E_{IF}}{Q_{IF}}$	Intensidad Energética de la IF
Q_{IF}	VAB de la IF	$U_{IQP} = \frac{C_{IQP}}{E_{IQP}}$	Coefficiente de emisión de la IQP
$M_{IQP} = \frac{E_{IQP}}{E_{IQM}}$	Participación de consumo de combustibles de la IQP en la IQM	$U_{PP} = \frac{C_{PP}}{E_{PP}}$	Coefficiente de emisión de PP
$M_{IQP} = \frac{E_{PP}}{E_{IQM}}$	Participación de consumo de combustibles de PP en la IQM	$U_{IF} = \frac{C_{IF}}{E_{IF}}$	Coefficiente de emisión de la IF

El cambio en las emisiones asociadas a la industria para un periodo de tiempo de t_0 (0) a t (T) resulta en:

$$\Delta C_{IQM} = C_{IQM}^T - C_{IQM}^0 = \Delta C_{act} + \Delta C_{est} + \Delta C_{int} + \Delta C_{comb} + \Delta C_{coef} \quad (12)$$

Donde el subíndice *comb* denota el cambio en el efecto de la mezcla de combustibles, mientras que el subíndice *coef* representa el efecto del cambio en el coeficiente de emisión. Ambas variables se definen a continuación:

$$\Delta C_{act} = \sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) \ln(Q_i^T / Q_i^0) \quad (13)$$

$$\Delta C_{est} = \sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) \ln(S_i^T / S_i^0) \quad (14)$$

$$\Delta C_{int} = \sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) \ln(I_i^T / I_i^0) \quad (15)$$

$$\Delta C_{comb} = \sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) \ln(M_{ij}^T / M_{ij}^0) \quad (16)$$

$$\Delta C_{coef} = \sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) \ln(U_{ij}^T / U_{ij}^0) \quad (17)$$

donde:

C_{IQM}	Emisiones totales de CO _{2e} generadas por la mezcla de combustibles (donde j representa el consumo de cada combustible usado por la IQM)
$M_{ij} = \frac{E_{ij}}{E_i}$	Participación de la canasta de combustibles (j) en el consumo de energía del subsector (i) de la IQM
$U_{IQM} = \frac{C_{ij}}{E_i}$	Relación entre las emisiones generadas por cada combustible (j) y el consumo de energía del subsector (i) de la IQM

Y donde $L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T)$ es la media logarítmica de las emisiones de CO_{2e}

relacionadas al subsector de la IQM en el año T y el año 0:

$$\sum L(C_{IQM}^0, C_{IQM}^T) = \frac{(C_{IQM}^T - C_{IQM}^0)}{\ln C_{IQM}^T - \ln C_{IQM}^0}$$

3.3.2. Datos.

Los datos utilizados para estimar el cambio en el consumo de energía de la IQM, así como el de sus emisiones de CO_{2e} relacionadas para el periodo 2004 – 2014, se presentan en las Tablas 3.5 y 3.6.

Tabla 3.6. Datos para estimar el cambio en el consumo energía de la IQM.

Año	E _{IQM} (PJ)	Q _{IQM} (millones de dólares de 2007)	Q _{IQP} (millones de dólares de 2007)	S _{IQP} (%)	I _{IQP} (GJ/dólar de 2007)
2004	168.01	11762	8316	70.70	0.009
2005	184.47	12901	8847	68.58	0.010
2006	193.70	14164	9571	67.58	0.010
2007	191.40	13950	10061	72.12	0.009
2008	193.85	21595	14813	68.60	0.006
2009	191.31	20880	17066	81.74	0.005
2010	194.89	20864	17132	82.11	0.005
2011	195.36	20795	16158	77.70	0.006
2012	201.19	20769	16178	77.90	0.006
2013	211.31	21247	16326	76.84	0.006
2014	211.0	20769	16906	81.40	0.006

Datos para estimar el cambio en el consumo energía de la IQM (continuación)

Año	Q _{PP} (millones de dólares de 2007)	S _{PP} (%)	I _{PP} (GJ/dólar de 2007)	Q _{IF} (millones de dólares de 2007)	S _{IF} (%)	I _{IF} (GJ/dólar de 2007)
2004	3214	27.33	0.026	232	1.97	0.017
2005	3803	29.48	0.024	251	1.95	0.018
2006	4311	30.44	0.022	281	1.98	0.015
2007	3566	25.56	0.026	323	2.32	0.015
2008	6202	28.72	0.016	580	2.69	0.007
2009	3219	15.41	0.031	595	2.85	0.007
2010	3034	14.54	0.035	698	3.35	0.004
2011	3967	19.08	0.025	670	3.22	0.005
2012	3951	19.02	0.027	640	3.08	0.003
2013	4250	20.00	0.027	671	3.16	0.002
2014	3143	15.13	0.033	720	3.47	0.002

Fuente: Elaboración Propia con información de INEGI (2015) y SENER (2015)

Tabla 3.7. Datos para estimar el cambio en la emisiones de CO_{2e} relacionadas a la IQM (además de los proporcionados en la Tabla 3.5)

Año	C_i (MtCO_{2e})	M_{IQP} (%)	M_{PP} (%)	M_{IF} (%)	U_{IQP} (MtCO_{2e}/PJ)	U_{PP} (MtCO_{2e}/PJ)	U_{IF} (MtCO_{2e}/PJ)
2004	12.07	0.46	0.50	0.024	0.08	0.062	0.075
2005	13.39	0.48	0.49	0.024	0.08	0.063	0.074
2006	13.70	0.48	0.49	0.022	0.08	0.061	0.071
2007	13.71	0.49	0.48	0.026	0.08	0.061	0.069
2008	13.34	0.46	0.52	0.021	0.08	0.060	0.067
2009	13.11	0.45	0.52	0.021	0.08	0.061	0.067
2010	13.07	0.43	0.55	0.013	0.08	0.060	0.073
2011	13.11	0.46	0.51	0.017	0.08	0.061	0.070
2012	13.47	0.45	0.53	0.011	0.08	0.060	0.086
2013	14.01	0.44	0.55	0.005	0.07	0.060	0.093
2014	13.80	0.50	0.49	0.007	0.07	0.060	0.095

Fuente: Elaboración Propia con información de INEGI (2015), ANIQ (2015) y SENER (2015b)

3.3.3. Resultados.

3.3.3.1. Cambio en el Consumo de Energía.

Como se mencionó anteriormente, el método LMDI aísla los cambios que ocurren sobre cada variable que conforma al indicador agregado, esto con el objetivo de entender su influencia sobre el cambio total en dicho indicador, el cual, en este caso es el consumo de energía de la IQM. Si el cambio tiene un valor positivo, significa que el consumo de energía aumenta. Por el contrario, si el valor es negativo, significa que el consumo de energía disminuye.

La Tabla 3.7 muestra que en general, durante el periodo 2004 – 2014, se registró un aumento de 42.9 PJ (20.3 %) en el consumo energético de la IQM. De manera desagregada, el análisis de descomposición, nos muestra que si el crecimiento económico del sector fuera el único efecto que dominara el aumento de la demanda energética, esta hubiera aumentando en 105.4 PJ (62.7 %). Sin embargo, los cambios

estructurales junto con un incremento de la eficiencia energética en la IQM generaron disminuciones importantes en el consumo energético, de 41.5 PJ y de 21 PJ respectivamente, lo que contrarrestó de manera significativa el aumento generado por el efecto de la actividad.

Tabla 3.8. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en el consumo de energía de la IQM (2004 – 2014)

ΔE_{IQM}	ΔE_{act}	ΔE_{est}	ΔE_{int}
42.9	105.4	-41.5	-21.0

Para tratar de explicar con más detalle los resultados de la tabla anterior, se aplicó el análisis de descomposición a cada una de las entidades que componen la demanda energética de la IQM (IQP, PP e IF). Los resultados de dicho análisis se muestran en la Tabla 3.8. donde podemos observar que, en efecto, la IQM tuvo un crecimiento económico durante el periodo, lo que generó un aumento en el consumo de energía prácticamente a partes iguales por la IQP (51.21 PJ) y por PP (52.8 PJ).

Tabla 3.9. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en el consumo de energía de la IQP, PP e IF (2004 – 2014)

ΔE_{act}			ΔE_{est}			ΔE_{int}		
IQP	PP	IF	IQP	PP	IF	IQP	PP	IF
51.21	52.8	1.39	12.85	-55.73	1.38	-36.82	21.18	-5.36

Sin embargo, PP sufrió un cambio importante en su estructura debido a la disminución en la elaboración de productos derivados de metano y de etano³ y de la reducción en la capacidad de producción de sus complejos petroquímicos, además de que, a partir de 2014, el complejo petroquímico de Pajaritos, deja de reportar su capacidad de producción debido a su desincorporación de PEMEX (2015), lo que provocó que la demanda energética del sector disminuyera en 55.73 PJ.

Cabe mencionar que el crecimiento económico que presenta PP, es derivado de una situación de aumento en el precio de sus productos petroquímicos y no de un crecimiento en su producción (Anexos A1 y A2).

Derivado de lo anterior, se puede entender que, debido a la falta de inversión para la modernización de sus complejos petroquímicos, PP fue la única entidad que registro un aumento en su intensidad energética, lo que incremento el consumo de energía del sector en 21.18 PJ durante el periodo.

3.3.3.2. Cambio en las Emisiones de CO_{2e} relacionadas a la IQM.

La Tabla 3.7, muestra que las emisiones de CO₂ relacionadas a la IQM aumentaron en un 14.33 % o 1.73 MtCO_{2e}, lo que puede entenderse como un reflejo de análisis anterior. como se muestra en la Tabla 3.9.

A pesar de que los efectos tanto estructural como de intensidad energética registraron cambios importantes para favorecer la disminución de emisiones en 2.29 MtCO_{2e} y 1.96 MtCO_{2e} respectivamente; estos no fueron suficientes para contrarrestar el aumento 7.18 MtCO_{2e} en las emisiones provocados por el efecto de la actividad económica de la IQM.

Tabla 3.10. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en las emisiones de CO₂ de la IQM (2004 – 2014)

ΔC_{IQM}	ΔC_{act}	ΔC_{est}	ΔC_{int}	ΔC_{comb}	ΔC_{coef}
1.73	7.18	-2.29	-1.96	0.14	-1.34

³Los productos derivados del metano y del etano componen la mayor parte de producción de petroquímicos para PEMEX Petroquímica, con un 32.7 % y un 28.9 % respectivamente, para el año 2014 (PEMEX, 2015).

Como puede observarse en la Tabla 3.10, el aumento en las emisiones de forma desagregada, pueden explicarse de la misma manera en la que se explicó el cambio en el consumo de energía de la IQM, ya que las entidades que componen a la IQM presentan cambios en las mismas direcciones para los efectos de actividad, estructura e intensidad energética.

Tabla 3.11. Resultados del análisis de descomposición para el cambio en las emisiones de CO₂ de la IQP, PP e IF (2004 – 2014)

ΔC_{act}			ΔC_{est}			ΔC_{int}			ΔC_{comb}			ΔC_{coef}		
IQP	PP	IF	IQP	PP	IF	IQP	PP	IF	IQP	PP	IF	IQP	PP	IF
3.81	3.26	0.12	0.98	-3.39	0.11	-2.81	1.29	-0.44	0.54	-0.45	0.05	-1.12	-0.27	0.05

En cuanto a la participación del total de combustibles utilizados por cada una de las entidades con respecto al consumo total de la IQM (ΔC_{comb}) la única disminución se da en PP, esto derivado de su problema estructural, ya que el uso de combustibles de esta entidad se ha mantenido prácticamente sin cambios durante el periodo (Tabla 3.6) mientras que el consumo energético total del sector aumento, disminuyendo así su participación, lo que evito emisiones por 0.45 MtCO_{2e}.

3.4. Escenario Base.

3.4.1. Supuestos Generales.

Las principales variables que influyen en la demanda energética de la IQM, así como en sus emisiones asociadas, analizadas para el periodo 2004 – 2014, son el Valor Agregado Bruto de la Industria Química Mexicana (VAB IQM) y el Producto Interno Bruto nacional (PIB).

De dicho análisis, realizado en el Capítulo anterior, se desprende que para el caso del VAB IQM, la proyección para el año 2050 indica un crecimiento del sector a una TMCA del 3.9 % que lo ubicará con una participación en el PIB del 1.9 % en el año 2050.

El crecimiento del VAB IQM para el periodo 2014 – 2050 se entiende como una consecuencia directa del supuesto de sustituir las importaciones de materia prima en un 25 % hacia el final del periodo y de las proyecciones de crecimiento para el PIB nacional a una TMCA del 3.6 %.

Lo anterior se aplica para la construcción de dos Escenarios Base para la IQM. Uno que corresponde a su consumo energético y otro correspondiente a sus emisiones de GEI. Esto en ausencia de políticas en contra del cambio climático; comenzando los escenarios en el año 2014.

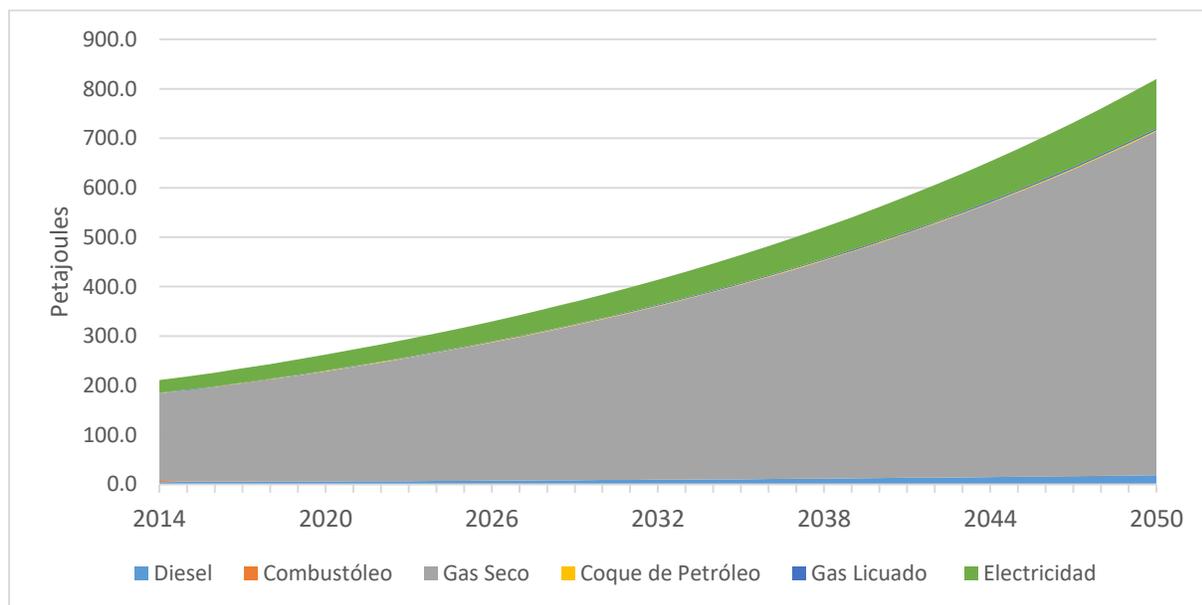
3.4.1. Escenario Base Energético de la IQM.

De acuerdo con Islas (Islas, Manzini, Macías, & Grande, 2015), la tasa de crecimiento para los combustibles requeridos por el sector industrial sigue, de manera general, un ritmo de 3.3 % anual hacia el año 2035, sin considerar impacto alguno de la Reforma Energética. Por lo que la elaboración del escenario base de crecimiento para los combustibles utilizados por la IQM parte de considerar el crecimiento promedio de esta industria hacia el año 2050, el cual se estima en 3.9 % anual.

El escenario que resulta sobre el consumo de energía muestra de manera tendencial como se modifica la mezcla de energéticos utilizados por la IQM. Los energéticos de uso final considerados son: diésel, combustóleo, gas seco, coque de petróleo, gas licuado y electricidad. Como muestra la Gráfica 7, el gas seco es el tipo de energético

que más consume la IQM, el cual pasa de 177.3 PJ a 695.5 PJ, seguido por la electricidad, la cual pasa de 25.6 PJ a 100.4 PJ; el Diésel que aumenta de 4.7 PJ a 18.5 PJ; Coque de petróleo y el Gas L.P. que aumenta de 0.6 y 0.8 a 2.3 y 3.3 respectivamente. El único combustible que no aumenta en su consumo, es el Combustóleo, ya que, según estimaciones de la SENER, este dejará de utilizarse a partir del año 2020. Todo lo anterior indica que el consumo de estos energéticos (excepto el Combustóleo) aumenta casi cuatro veces en el Escenario Base.

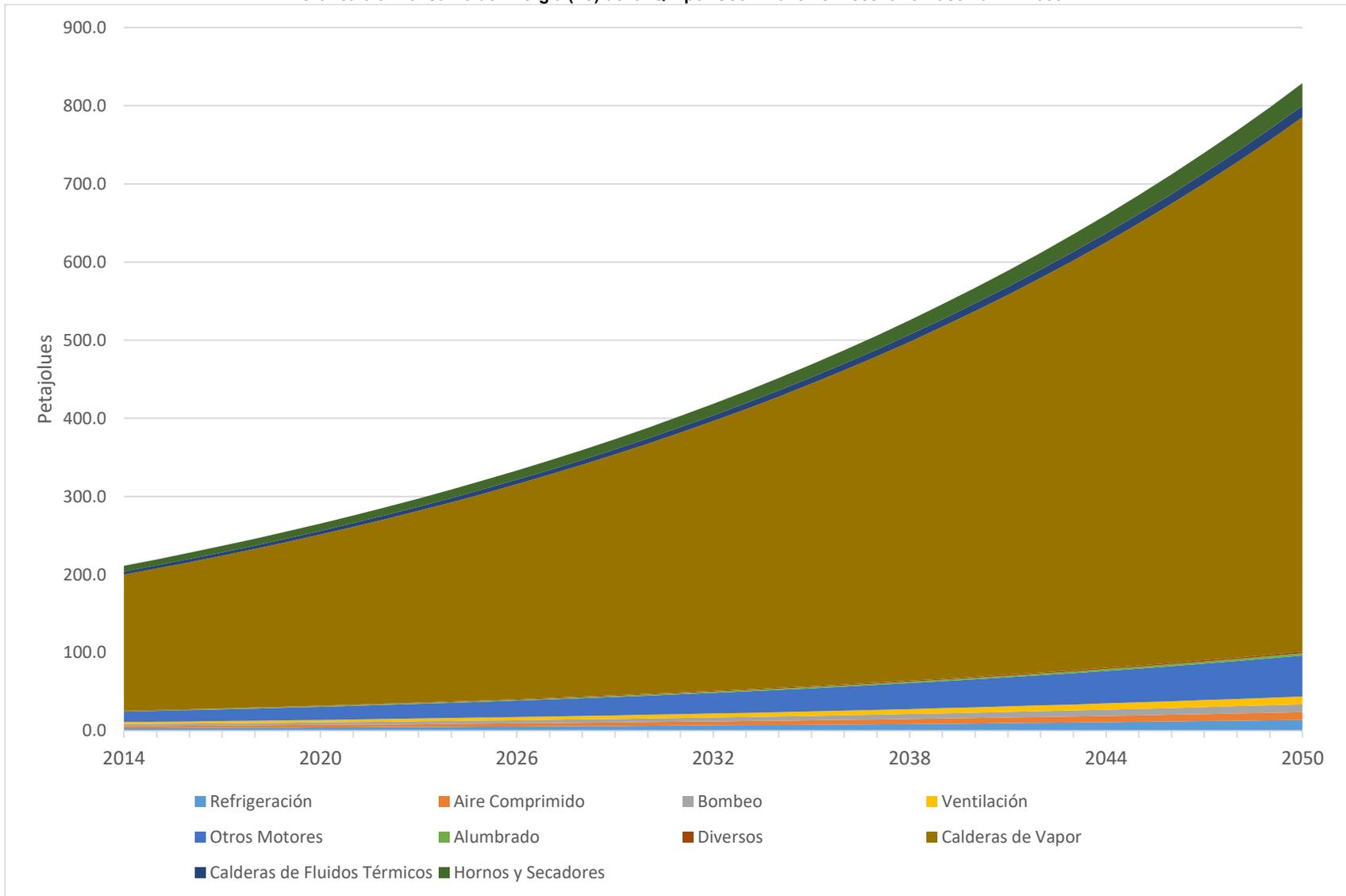
Gráfica 3.7. Consumo de energía por tipo de energético en el Escenario Base 2014 – 2050.



Fuente: Elaboración Propia

Derivado de lo anterior, se puede observar que en lo que respecta al uso final de los energéticos, el mayor consumo se da en las Calderas de Vapor y en Motores eléctricos (Gráfica 3.8).

Gráfica 3.8. Consumo de Energía (PJ) de la IQM por Uso Final en el Escenario Base 2014 – 2050

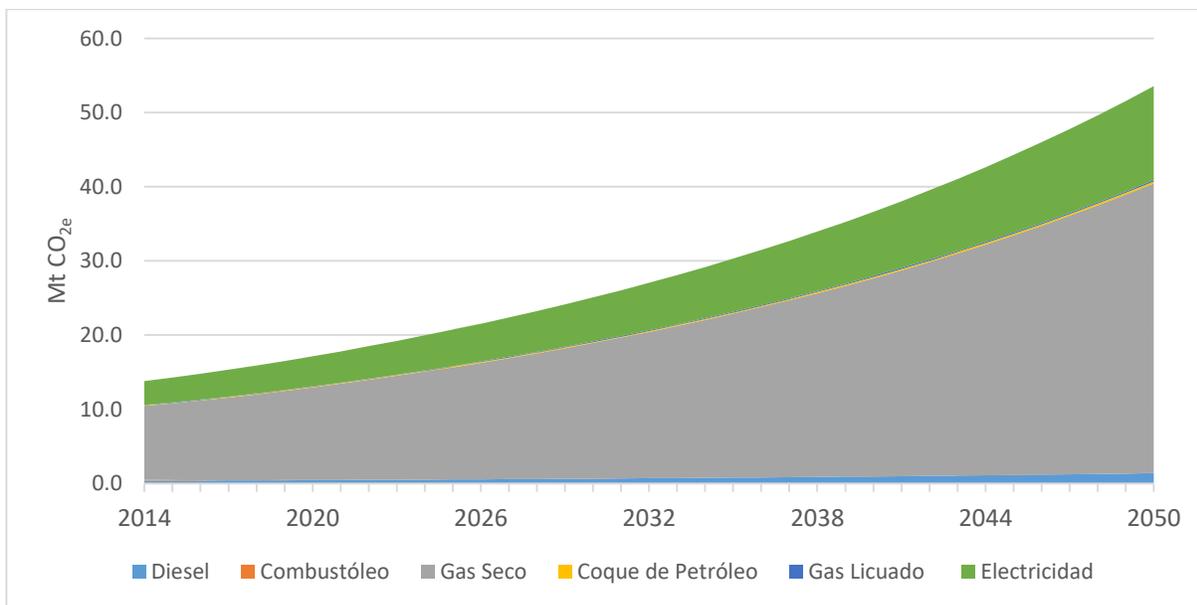


Fuente: Elaboración Propia

3.4.2. Escenario Base de Emisiones de GEI asociadas a la IQM.

De manera consistente con las tendencias estimadas para el consumo de energía de la IQM, las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) asociadas a esta industria en este mismo escenario pasan de 13.8 MtCO_{2eq} en el año 2014 a 53.6 MtCO_{2eq} para el año 2050, lo que significa un aumento de 3.88 veces, teniendo como principales fuentes de emisión al gas seco y a la electricidad, como se muestra en la Gráfica 8.

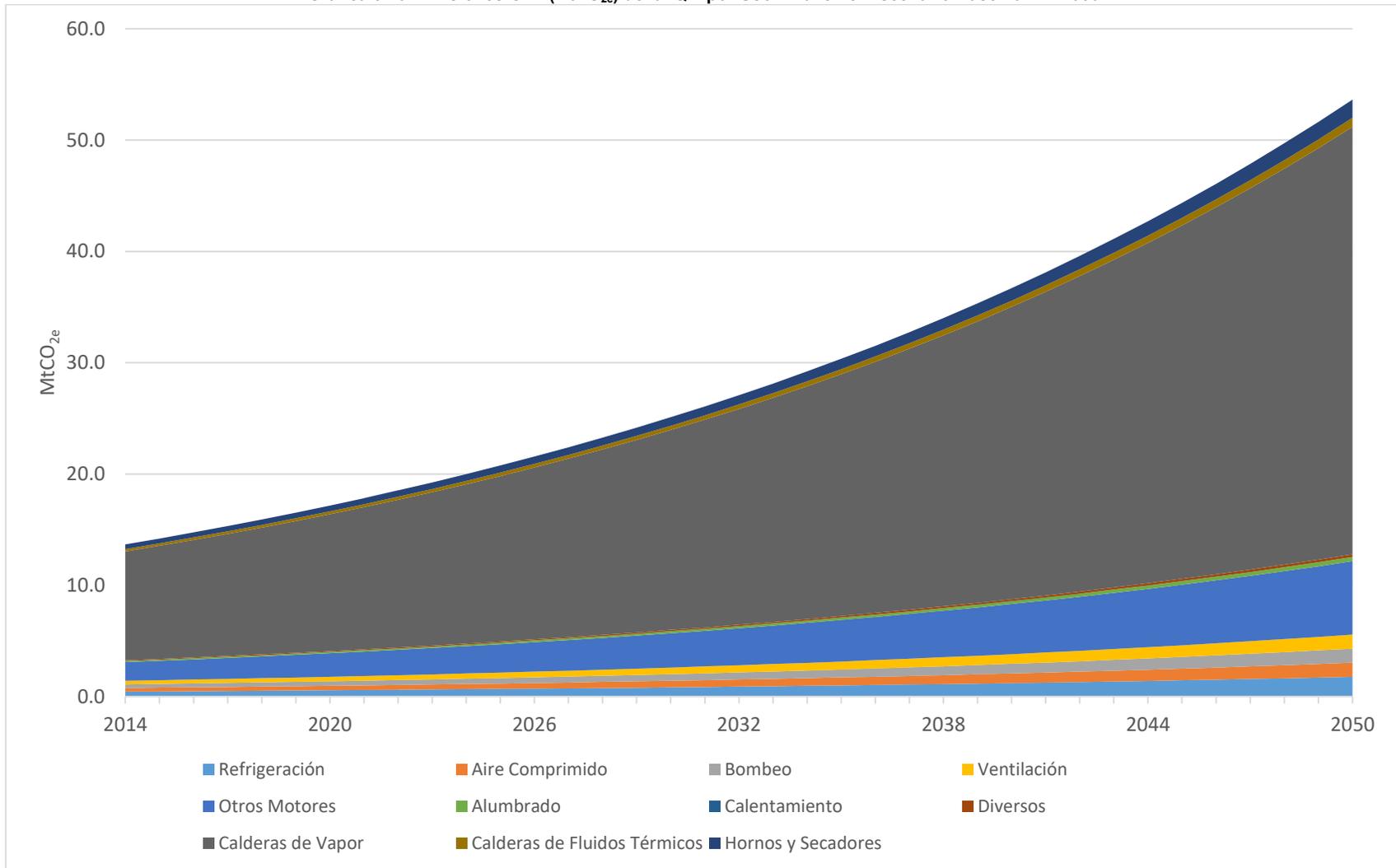
Gráfica 3.9. Emisiones de GEI en el Escenario Base 2014 – 2050



Fuente: Elaboración Propia

En lo que al uso final se refiere, de igual manera, las emisiones de GEI son generadas en mayor cantidad por las Calderas de Vapor y los Motores Eléctricos, como puede apreciarse en la Gráfica 3.10.

Gráfica 3.10. Emisiones GEI (MtCO_{2e}) de la IQM por Uso Final en el Escenario Base 2014 – 2050



Fuente: Elaboración Propia

4. Mitigación de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

4.1. Marco Regulatorio en materia de Energías Limpias y Mitigación de Gases de Efecto Invernadero en México.

4.1.1. Energías Limpias.

En la actualidad la política energética mexicana, busca, mediante una diversificación energética y económica eficiente lograr un desarrollo sustentable a través del uso y aprovechamiento de fuentes primarias de energía limpia que exploten los recursos naturales con los que cuenta el país.

En diciembre de 2013 el gobierno mexicano aprobó diversas modificaciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos. En lo que se refiere al sector eléctrico, dichas modificaciones se hicieron a los Artículos 25¹, 27² y 28³ referentes al Capítulo I de los Derechos Humanos y sus Garantías (Vargas Zavala, 2015); la

¹**Artículo 25.** En la modificación del 5 de junio de 2013 se establece que el Estado será el encargado de garantizar el desarrollo de la Nación de manera íntegra y sustentable. Posteriormente en la reforma del 20 de diciembre se indica que será exclusivamente el sector público el encargado de las áreas estratégicas por lo que permanecerá bajo tutela del gobierno federal tanto la propiedad como el control del Sistema Eléctrico Nacional, la transmisión y distribución de la energía, así como de la exploración y extracción de petróleo e hidrocarburos. Se dispone el apoyo e impulso a las empresas sociales y privadas que hagan uso de los recursos del país, sin desatender el cuidado y la conservación del ambiente. Del mismo modo se entiende que *'La Ley alentará y protegerá la actividad económica que realicen los particulares y proveerá las condiciones para que el desenvolvimiento del sector privado contribuya al desarrollo económico nacional, promoviendo la competitividad e implementando una política nacional para el desarrollo industrial sustentable que incluya vertientes sectoriales y regionales, en los términos que establece esta Constitución.'*

²**Artículo 27.** En la modificación del 20 de diciembre de 2013 se especifica que la Nación es la que tiene el dominio directo sobre todos los recursos naturales, se describe el marco legal que regula a la industria eléctrica y se indica que *'...la generación, transmisión, distribución y oferta de energía proporcionada como servicio público es atribución exclusiva del gobierno federal.'* La explotación, uso y aprovechamiento de los recursos por particulares o sociedades constituidas de acuerdo a las leyes mexicanas podrán llevarse a cabo a través de concesiones que el ejecutivo federal autorice, pero es competencia únicamente de la Nación las actividades de planeación, el control del Sistema Eléctrico Nacional, la transmisión y distribución de electricidad sin oportunidad de concesiones a terceros de participación en éstas. No obstante, el Estado podrá celebrar contratos con particulares en apego a las leyes establecidas, mismas que deberán indicar en qué actividades y cuál será la forma de participación.

³**Artículo 28.** En la modificación del 20 de diciembre de 2013, se precisa que no se considerarán monopolios a aquellas actividades estratégicas que desarrolle el gobierno federal, siendo que los monopolios por sí mismos, están prohibidos en el territorio nacional. Se excluyen de esta definición las funciones exclusivas del Estado en áreas estratégicas como la generación nuclear de electricidad. Asimismo, se establece que *'...El poder ejecutivo contará con los órganos reguladores coordinados en materia energética, denominados Comisión Nacional de Hidrocarburos y Comisión Reguladora de Energía, en los términos que determine la Ley.'*

cuales abren la posibilidad a que la inversión privada pueda generar y suministrar energía eléctrica, algo que solamente competía a la Comisión Federal de Electricidad (CFE).

En agosto de 2014 fue aprobada la legislación secundaria de la Reforma Energética, la cual presenta un nuevo panorama para la generación, distribución y comercialización de la energía eléctrica en nuestro país. Dicha legislación consta de 21 leyes con sus respectivos reglamentos, que emanan de 9 iniciativas principales: Hidrocarburos, Ley Eléctrica, Geotermia, Ley de la Agencia Nacional de Seguridad, Empresas Productivas del Estado, Reguladores LOAPF, Decreto Fiscal, Ley del Fondo Mexicano del Petróleo y el Decreto Presupuestario. Sin embargo, aquellas que involucran al sector eléctrico y a las energías limpias son las siguientes:

- **Ley de la Industria Eléctrica (LIE)** (DOF, 2014). Consta de 169 artículos que regulan la planeación y el control del Sistema Eléctrico Nacional, el Servicio Público de Transmisión y Distribución de Energía Eléctrica, así como las actividades de la industria eléctrica. Con ella se promoverá el desarrollo sustentable de la industria eléctrica, garantizando su operación a través del uso de Energías Limpias⁴ con el fin de lograr la reducción de emisiones contaminantes, y se fomentará la sustentabilidad, la expansión y la diversificación de la matriz energética de la industria eléctrica.

⁴La ley de la Industria Eléctrica, en su capítulo 3, fracción 22, define a las Energías Limpias como: “Aquellas fuentes de energía y procesos de generación de electricidad cuyas emisiones o residuos, cuando los haya, no rebasen los umbrales establecidos en las disposiciones reglamentarias que para tal efecto se expidan”. Entre las Energías Limpias se consideran 14 además de las que determine la Secretaría de Energía y la Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales, con base en parámetros y normas de eficiencia energética e hídrica, emisiones a la atmósfera y generación de residuos, ya sean de manera directa o indirecta.

Se indica que la industria eléctrica estará conformada por las actividades de transmisión, distribución y venta de electricidad, además del control del SEN; que son actividades exclusivas del Estado, exceptuando la generación de energía eléctrica. La Secretaría de Energía y la CRE serán las entidades encargada de vigilar y dar cumplimiento a la política y la regulación aplicable. Además, crea un esquema a los usuarios obligados para la adquisición de Certificados de Energías Limpias (título emitido por la CRE que acredita la producción de una determinada cantidad de electricidad a partir de energías limpias y que sirve para cumplir con los requisitos asociados a los consumos de los centros de carga) cuya obtención estará en función del total de la electricidad consumida en los centros de carga, garantizando así una demanda mínima para la generación a través de energías limpias. Adicionalmente emite las reglas de interconexión y transmisión para energías limpias y determina que en la planeación debe considerarse la infraestructura para el transporte de energía proveniente de las zonas de alto potencial renovable.

De los Certificados de Energías Limpias (CEL's) (IMCO, 2015). En cuanto a la generación de energía eléctrica, el principal instrumento que surge de la Reforma son los CEL's. La Secretaría de Energía debe establecer durante el primer trimestre de cada año los requisitos de CEL, que serán cumplidos durante los tres años siguientes, los cuales, una vez fijados, no se reducirán. Estos certificados serán una fuente de ingreso adicional a la que ya reciben los Generadores Limpios por la venta de energía eléctrica, mejorado con ello

la rentabilidad de los proyectos. Para el año 2018 se ha fijado como requisitos de CEL que el 5 % de toda la energía eléctrica consumida entre el 1° de enero y el 31 de diciembre esté sujeta a esta obligación. El precio de cada certificado será fijado según la oferta de los Generadores Limpios y la demanda de los Participantes Obligados. Los CEL's son un instrumento que permite transferir recursos de los suministradores de electricidad que no cumplen con el porcentaje de energías limpias establecidos a aquellos generadores que producen más energía limpia que la que estipula la meta; es decir, el instrumento únicamente transfiere dinero de unos suministradores a otros, sin que exista transferencia alguna del sector público, es decir no implica ningún subsidio. Así que, a partir de 2018, los suministradores de energía a la red nacional tendrán tres opciones:

1. Adecuar su producción para producir al menos el porcentaje de energía limpia que se establezca cada año.
2. Comprar certificados para cubrir dicha obligación en el caso de que no puedan configurar sus plantas.
3. Pagar una multa entre 6 y 50 salarios mínimos (aún no se especifican todas las multas) en caso de que no se lleven a cabo ninguna de las dos acciones anteriores. El dinero que se obtenga de las multas se destinará a un fondo de electrificación que repartirá estos recursos entre los generadores de energía limpia o acreedores de certificados.

Los requisitos que establecen los lineamientos de los CEL's para que un mega watt hora de energía limpia pueda recibir un certificado por un periodo de 20 años son:

- a) Generarse en plantas de energía limpia que entren en operación después de agosto de 2014.
- b) Generarse a partir de proyectos que adquieran nueva potencia en plantas existentes, siempre y cuando la adición se haga con alguna energía limpia.
- c) Que dichos mega watt hora se vendan a la red de energía eléctrica del país (cualquiera de las tres redes nacionales). Es decir, no obtendrán certificados aquellos mega watt hora para autoconsumo.
- d) En el caso de provenir de proyectos de tecnologías como: la cogeneración, los ingenios azucareros, el procesamiento de esquilmos agrícolas o el de residuos sólidos urbanos, así como el aprovechamiento de hidrógeno y bioenergéticos, deberán cumplir con los criterios de eficiencia que determine la Comisión Reguladora de Energía (CRE), así como de criterios de limpieza que establezca la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- e) Los generadores que produzcan electricidad con plantas mixtas (los que usan combustibles fósiles y energías renovables), podrán obtener certificados por la proporción de electricidad limpia.

De esta manera se puede apreciar que los requisitos fueron creados para promover la inversión en energía limpias, al considerar únicamente nuevas plantas.

De acuerdo a un análisis realizado por Instituto Mexicano para la Competitividad de los permisos de operación otorgados por la Comisión Reguladora de Energía para aquellas plantas que cumplen con los requisitos señalados, se espera que para 2018:

- El 70% de MWh (máximos permitidos) que potencialmente pueden recibir CEL's provendrán de proyectos privados y 30 % de proyectos públicos.
- La producción del sector privado vendrá de 147 plantas con una generación máxima permitida de 17.05 millones de MWh (40 % solares, 31 % hidráulicas y 22 % eólicas).
- Existen 39 plantas privadas que emplearán fuentes fósiles y renovables en conjunto, con una generación máxima de 908 mil MWh, por lo que solo recibirían CEL's por la proporción renovable.
- Habrá 13 plantas del sector público que podrán recibir CEL's por una generación de 7.65 millones de MWh. La fuente de dicha energía provendrá (59 % de energía eólica, 29 % hidráulica y 12 % de geotermia).

En este sentido, es importante recalcar que los certificados en manos de CFE y Pemex representarán un porcentaje igual o menor al 30 % de los certificados en circulación en el 2018. Aunque no se puede determinar este porcentaje para años posteriores con claridad ya que los permisos para la generación privada que publica la CRE llegan hasta el 2018.

- **Ley de Energía Geotérmica (LEG)** (DOF, 2014). Tiene por objeto regular el reconocimiento, exploración y la explotación de los recursos geotérmicos para el aprovechamiento de la energía térmica del subsuelo dentro de los límites del territorio nacional, con el fin de generar energía eléctrica o destinarla a usos diversos. La publicación de esta ley y de su reglamento han hecho posible que durante el año 2015 se hayan otorgado 15 permisos de exploración y dos concesiones de explotación adicionales a las áreas geotérmicas existentes; debido a estas acciones, la capacidad instalada existente podría aumentarse en un 75 %.
- **Ley General de Cambio Climático (LGCC)** (DOF, 2012). En materia de energías renovables, la LGCC determina que las políticas públicas deberán promover la sustitución gradual del uso y consumo de los combustibles fósiles, así como la generación de electricidad a través del uso de fuentes renovables de energía y la transferencia y desarrollo de tecnologías bajas en carbono. Crea el Fondo de Cambio Climático para apoyar acciones de mitigación y adaptación, incluyendo la adopción de energías renovables y prevé la creación de instrumentos financieros, económicos y fiscales; como

los mercados de carbono para reducir emisiones y apoyar el desarrollo de energías renovables. Establece que para el año 2020 deberá haberse constituido un sistema e incentivos que promueva y haga rentable la generación de electricidad a través de energías renovables. La LGCC se alinea con las metas establecidas en la LAERFTE, donde se establece que “la Secretaría de Energía en coordinación con la Comisión Federal de Electricidad y la Comisión Reguladora de energía, promoverán que la generación eléctrica proveniente de fuentes de energía limpia, alcance por lo menos el 35 % para el año 2024”. Estas metas son retomadas posteriormente por la Ley de Transición Energética.

En diciembre de 2015 es aprobada la **Ley de Transición Energética**, la cual sustituye a la Ley para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (LASE) y a la Ley para el Aprovechamiento de las Energías Renovables y el Financiamiento de la Transición Energética (LAERFTE), unificando sus objetivos y disposiciones y además homologa sus criterios y definiciones con otras leyes, particularmente con la Ley de la Industria Eléctrica (SENER, 2015). Sus principales características son:

- Homologa la definición de energía limpias con la LIE y mantiene el concepto de energías renovables establecido previamente en la LAERFTE.
- Ratifica las metas de participación mínima de energías limpias en la generación de energía, previamente contenidas en la Ley General de Cambio Climático (LGCC) y en el Programa Especial para el Aprovechamiento de las Energías Renovables (PEAER) y agrega una intermedia. Quedando la

generación eléctrica de la siguiente manera: 25 % en 2018, 30 % en 2012 y 35 % en 2024.

- Ofrece la posibilidad de incidir en el desarrollo de las energías renovables y la planeación del sistema eléctrico nacional mediante la obligación de publicar y actualizar anualmente al Atlas Nacional de Zonas con Alto Potencial de Energías Limpias.
- Amplía el espectro del Inventario Nacional de Energías Renovables al disponer que éste deberá incluir la capacidad de energías limpias.
- Mejora las posibilidades de coordinación con gobiernos locales para facilitar el acceso a zonas con alto potencial de fuentes de energías limpias para su aprovechamiento y la compatibilidad de los usos de suelo para tales fines.
- Dispone la elaboración y actualización de la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios con una visión de 25 y 30 años que establezca metas, políticas y medidas para impulsar el aprovechamiento energético de recursos renovables. La Estrategia deberá ubicarse antes de 365 días a partir de la promulgación de la Ley.
- Dispone la elaboración de un Programa Especial de la Transición Energética, que retome lo establecido en el PEAER e instrumento para cada período administrativo las acciones establecidas en la estrategia. También dispone la elaboración de un Programa Nacional para el Aprovechamiento Sustentable de la Energía (PRONASE).
- Dispone incorporar las externalidades en la evaluación de los costos asociados a la operación y expansión de la industria eléctrica incluidos

aquellos sobre la salud y el medio ambiente. Asimismo, la contabilización de externalidades podrá utilizarse en el diseño de mecanismos y programas para promover la inversión en generación de energías limpias.

- Establece un mecanismo de flexibilidad durante los primeros 4 años para las obligaciones de CEL's, permitiendo diferir sin multa hasta el 50 % de las obligaciones en caso de no haber disponibilidad de cuando menos el 70 % de los CEL's que el mercado requiera o cuando el precio del CEL exceda 60 unidades de inversión (UDIs).

Finalmente, el 25 de enero de 2016 se emite la *Resolución que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados de Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE) para el inicio de pruebas y operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo y establece disipaciones transitorias para su entrada en vigor.*

Esta Resolución, proporciona en su Capítulo segundo una actualización del calendario para la entrada en operación del mercado de energía de corto plazo, quedando este de la siguiente manera (SENER, 2016):

- Calendario específico para el Sistema Interconectado Baja California:
 - a) El 26 de enero de 2016, el CENACE iniciará operaciones del Mercado del Día en Adelanto.
 - b) El 27 de enero de 2016, el CENACE iniciará operaciones del Mercado de Tiempo Real.

- c) El 3 de febrero de 2016, el CENACE enviará estados de cuenta iniciales en relación con el primer día de operación del Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - d) El 10 de febrero de 2016, la Secretaría emitirá la declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo, retroactiva al día de operación del 27 de enero de 2016.
- Calendario específico para el Sistema Interconectado Nacional:
 - a) El 28 de enero de 2016, el CENACE iniciará operaciones del Mercado de Día en Adelanto.
 - b) El 29 de enero de 2016, CENACE iniciará operaciones del Mercado de Tiempo Real.
 - c) El 5 de febrero de 2016, el CENACE enviará estados de cuenta iniciales en relación con el primer día de operación del Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - d) El 12 de febrero de 2016, la Secretaria emitirá la declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Emergía de Corto Plazo, retroactiva al día de operación del 29 de enero de 2016.
- Calendario específico para el Sistema Interconectado de Baja California Sur:
 - a) A partir del 3 de febrero de 2016. El CENACE recibirá ofertas de compra y venta para el Mercado de Energía de Corto Plazo (día de operación 10 de febrero de 2016)
 - b) El 9 de febrero de 2016, el CENACE iniciará operaciones del Mercado de Día en Adelanto.

- c) El 10 de febrero de 2016, CENACE iniciará operaciones del Mercado de Tiempo Real.
 - d) El 17 de febrero de 2016, el CENACE enviará estados de cuenta iniciales en relación con el primer día de operación del Mercado de Energía de Corto Plazo.
 - e) El 24 de febrero de 2016, la Secretaría emitirá la declaratoria de la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo, retroactiva al día de operación del 10 de febrero de 2016.
- Para los pequeños Sistemas Eléctricos en modalidad de operación simplificada, la Secretaría establecerá los calendarios respectivos con posterioridad a la entrada en operación del Mercado de Energía de Corto Plazo en los tres sistemas interconectados.
 - Las fechas antes mencionadas podrán ser ajustadas por la SENER en caso de requerirse para asegurar la operación confiable y eficiente del Mercado Eléctrico Mayorista.

Derivado de esta Resolución, el 29 marzo de 2016, se llevó a cabo la Primer Subasta de Largo Plazo del mercado eléctrico para el suministro básico de la CFE, realizada por el CENACE. Subasta en la cual se otorgaron contratos a 11 empresas que presentaron 18 ofertas por un volumen acumulable de 5,402,880 MWh por año; equivalentes a 5,380,911 CEL's, los cuales serán adquiridos por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) para cumplir con su obligación del 5 % de generación eléctrica mediante energías limpias. Del volumen de Megawatts ofertado, el 74 % será generado mediante energía fotovoltaica y el 26 % restante mediante energía

eólica. Estas 11 empresas podrán comenzar con la comercialización de esta nueva energía a la CFE a partir del año 2018 (García, 2016d)(García, 2016b).

Finalmente, el primero de mayo de 2016, el CENACE, lanzó la segunda convocatoria para llevar a cabo una segunda subasta eléctrica para adquisición de energía para suministro básico, misma que prevé que las plantas que comercialicen energía eléctrica con la CFE, sean estas nuevas o que amplíen sus capacidades podrán hacerlo a partir de enero del 2019, con lo que esperan incrementar en un 5.8 % la generación actual de electricidad (García, 2016a). Por lo que nuevamente esta segunda subasta está dirigida a generadores de energía renovable dentro del país.

Las bases de esta segunda licitación fueron publicadas el 13 de mayo. El periodo de adquisición de ofertas y bases cerrará el 22 de julio y las empresas tendrán hasta el 7 de septiembre para presentar sus garantías de seriedad y será hasta el 21 de septiembre cuando el CENACE recibirá las ofertas de venta.

4.1.2. Mitigación de Gases de Efecto Invernadero.

México se ha comprometido en los últimos años en abordar la problemática del cambio climático, tomando acciones de mitigación y adaptación y apoyada principalmente con recursos nacionales. En el ámbito internacional, México ha expresado su voluntad de alcanzar un acuerdo legalmente vinculante con el fin de mantener la temperatura atmosférica media global por debajo de 2°C con respecto a la era preindustrial.

En abril de 2012, el Congreso de la República aprobó por unanimidad la Ley General de Cambio Climático que entró en vigor en octubre del mismo año, convirtiendo a México en el primer país en desarrollo y el segundo en el mundo, después de Inglaterra, en tener una ley sobre este tema. En el año 2013, México publicó su última Estrategia Nacional sobre el Cambio Climático que establece los pasos a seguir para los próximos 10, 20 y 40 años (Gobierno de la Republica, 2013); así como el Programa Especial de Cambio Climático 2014 – 2018 (Gobierno de la Republica, 2014).

Como resultado de la aplicación de este nueva LGCC, el país ha establecido instituciones e instrumentos para reducir los gases de efecto invernadero (GEI) y las emisiones de partículas contaminantes de vida corta (PCVC), en coherencia con las recomendaciones contenidas en el Quinto Informe de Evaluación del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC, 2014).

En el 21^{er} periodo de sesiones de la Conferencia de las Partes de la última Convención Marco sobre el Cambio Climático, la cual concluyó el 12 de diciembre de 2015, México presentó sus Contribución Prevista y Determinada a nivel Nacional⁵ en las cuales el país se compromete a reducir sus emisiones en un 50 % para el año 2050 con respecto al año 2000 como lo establece la LGCC (UNFCC, 2015). Dichas Contribuciones tienen dos componentes, uno sobre mitigación y otro relacionado con la adaptación al cambio climático.

⁵Las Contribuciones son compromisos que los países presentan para reducir las emisiones de GEI de acuerdo a sus realidades, a través de acciones de mitigación. Pueden incluir también acciones en adaptación, financiación, desarrollo de capacidades y transferencia de tecnología.

4.1.2.1. Mitigación.

Con respecto a la mitigación la Contribución incluye dos tipos de medidas, condicionales e incondicionales:

- **Medidas incondicionales.** Las medidas incondicionales de reducción son aquellas que el país puede implementar con sus propios recursos y en las cuales, México se compromete a reducir en un 25 % sus emisiones de GEI y PCVC, para el año 2030. Este compromiso implica una reducción del 22 % para los GEI y del 51 % (equivalente al 3 % de total de las emisiones) para el carbón negro. Además, establece que México alcanzará el pico de emisiones para el año 2026 lo cual desacoplará los GEI del crecimiento económico. Las emisiones por unidad del PIB se verán de esta manera reducidas en un 40 % entre los años 2013 y 2030; las cuales se ubicaron en 0.013 KgCO_{2eq} por dólar del PIB en 2014, referidos a dólares constantes de 2007.
- **Medidas condicionales.** Las medidas condicionales establecen que el compromiso de reducción del 25 % podría aumentar hasta un 40 % sujeto a un acuerdo mundial que resuelva temas importantes como el precio internacional del carbono, la cooperación técnica, el acceso a recursos financieros de bajo costo y a la transferencia de tecnología, todo a una escala acorde al desafío del cambio climático mundial. Con esto, las reducciones de GEI se pueden incrementar hasta un 36 % y las de carbono negro hasta un 70 % (equivalente al 4 % de las emisiones totales) para el año 2030.

4.1.2.2. Adaptación.

De acuerdo con el componente de Adaptación, el cual contempla compromisos y acciones al 2030, México considera que la adaptación al cambio climático es una prioridad para reducir las vulnerabilidades del país. Dentro de estas acciones y compromisos se encuentran el proteger a la población de los diversos impactos del cambio climático, como son los fenómenos hidrometeorológicos extremos que se vinculan a los cambios de temperatura del planeta, al tiempo que se aumenta la capacidad de la infraestructura estratégica del país y de los ecosistemas que albergan nuestra biodiversidad para reponerse y adaptarse ante situaciones adversas. Para ello, se establecen como metas más relevantes: fortalecer la capacidad adaptativa de al menos 50 % de los municipios más vulnerables del territorio nacional, establecer sistemas de alerta temprana y gestión de riesgo en todos los órdenes de gobierno y alcanzar una tasa cero de deforestación. Las acciones de adaptación propuestas propician las sinergias positivas con las acciones de mitigación. Lo anterior se refleja en la Ley General de Cambio Climático, en la Estrategia Nacional de Cambio Climático y en el Programa Especial de Cambio Climático 2014 – 2018. Estos instrumentos describen acciones específicas de planeación y esquemas de protección, conservación y restauración de ecosistemas marinos y terrestres y de su biodiversidad; de manejo integral de riesgo y de vulnerabilidad sectorial, las cuales deben aplicarse a nivel Nacional, de entidades federativas y de municipios.

El componente de adaptación de la Contribución de México se construyó tomando en cuenta el enfoque de equidad de género y de derechos humanos. Como ya se señaló, considera de manera prioritaria las sinergias entre acciones de adaptación y mitigación, así como acciones concretas que el país llevará a cabo en el periodo 2020 – 2030 en los temas de: adaptación del sector social ante el cambio climático, adaptación basada en ecosistemas y adaptación de la infraestructura estratégica y de los sistemas productivos.

Para llevar a cabo las acciones de adaptación antes descritas en el periodo 2020 – 2030, es necesario que México desarrolle continuamente sus capacidades locales. Por ello, es prioritario consolidar plataformas de intercambio de información y conocimiento sobre adaptación en los tres órdenes de gobierno, así como fortalecer redes con instituciones académicas y de la sociedad civil. Además de requerir del apoyo internacional para el desarrollo de tecnologías propias y de transferencia e innovación tecnológica para incrementar su capacidad adaptativa.

En este aspecto, el gobierno mexicano ha identificado diversas áreas en las que podría beneficiarse de la transferencia tecnológica para la adaptación (SEMARNAT, 2014), las cuales son:

- Acceso a sistemas de información que permitan dar seguimiento en tiempo real de fenómenos hidrometeorológicos para consolidar e incrementar los sistemas de alerta temprana.
- Disponibilidad de métodos y herramientas para evaluar los impactos del cambio climático, la vulnerabilidad y la adaptación en sectores y regiones específicas.

- Tecnología para ahorro, reutilización, captación, riego y manejo sustentable del recurso hídrico para la agricultura y la ganadería.
- Tecnologías para incrementar la resistencia de la infraestructura vial y de transporte masivo ante posibles impactos del cambio climático.
- Tecnologías para la protección de infraestructura costera y de zonas aledañas a los ríos.

Después de todo lo anterior, se puede observar que en vías de contrarrestar los efectos del cambio climático; un elemento esencial para afrontar estos efectos es la correcta asignación de recursos específicamente destinados a la elaboración e instrumentación de planes de acción concreta y directamente enfocados a fortalecer las capacidades, los mecanismos y los programas de adaptación, aunado con un proceso continuo de desarrollo de capacidades para la adaptación entre los actores e instituciones involucradas.

4.2. Alternativas de Mitigación.

Debido a la gran diversidad en el diseño de plantas y procesos dentro de la industria química es complicado el desarrollar opciones de mitigación que se puedan aplicar individualmente. Por lo que se deben de plantear opciones de manera general que se puedan aplicar sobre toda la industria química y las cuales deben de cubrir las fuentes de emisión tanto directas (calderas, hornos, secadores) como indirectas (electricidad usada para bombas, motores, compresores, refrigeración, iluminación, etc.).

En la actualidad, existen diversos avances tecnológicos que pueden ayudar a reducir el consumo de energía para cada área, por ejemplo, la integración de procesos para reducir los requerimientos de los procesos de calentamiento (Friedler, 2010). De acuerdo con Worrel et al. (2015), las áreas con mayor oportunidad para aumentar la eficiencia energética, se encuentran en el consumo de energéticos (30 %), en el uso de las calderas (20 %), en la optimización de procesos (15 %) y en el uso de motores eléctricos y sus diversas aplicaciones (10%).

En este capítulo, se enlistan diversas medidas de mitigación de GEI que consideran además del uso de opciones de eficiencia energética, tanto eléctrica como térmica, el uso de fuentes de energía renovable como la energía solar fotovoltaica y la energía solar térmica.

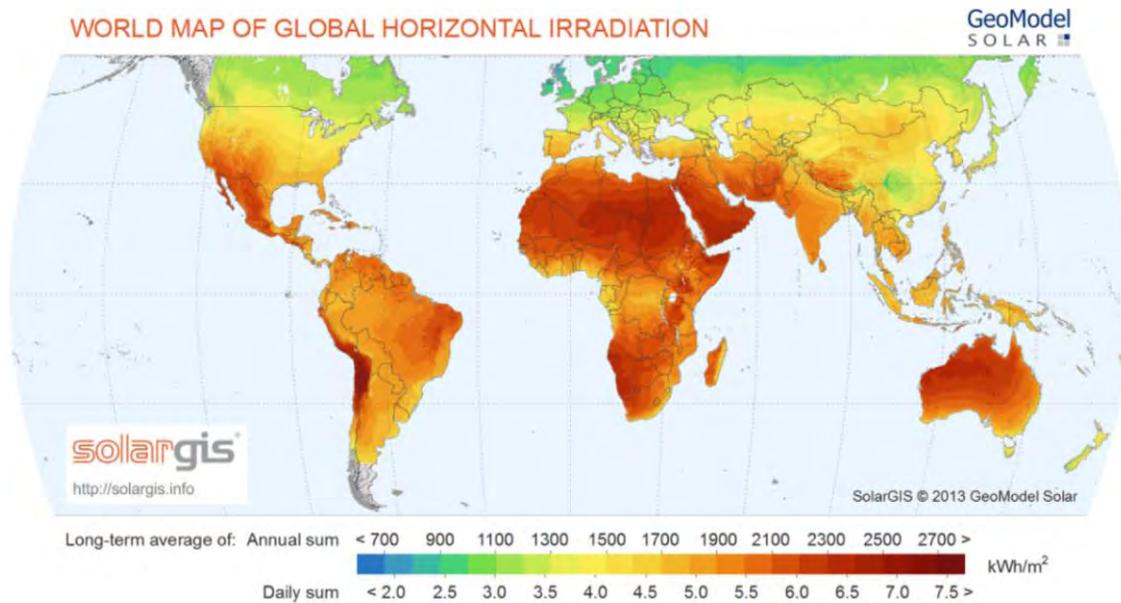
4.2.1. Fuentes de Energía Renovable.

Las opciones propuestas para la mitigación de GEI mediante el aprovechamiento de fuentes renovables de energía en la IQM, se refieren, a la generación de energía eléctrica y de energía térmica tanto de baja como de alta temperatura, generadas por la radiación solar. Dicho recurso está compuesto por dos elementos: la radiación solar directa y la radiación solar difusa. La primera es la radiación solar que llega directamente a la superficie de la tierra, principalmente en días claros y soleados; aproximadamente el 30 % de dicha radiación es reflejada de vuelta al espacio por la acción de la atmósfera. La segunda es la radiación que ha sido dispersada por los componentes de la atmósfera y las nubes, por lo que esta llega a la superficie desde diferentes puntos del cielo, pero no directamente del sol. Dichas componentes forman lo que se conoce como radiación solar global, la cual es medida en W/m^2 (Boyle, 2012).

Los efectos de la atmósfera son determinantes en la intensidad de la radiación solar, lo que da como resultado una gran variabilidad de este parámetro con el tiempo y con la ubicación geográfica. Para conocer el recurso solar disponible en un sitio, se requiere hacer mediciones sistemáticas de la radiación global a lo largo de un período de varios años. Con esta medición se puede obtener los valores de la energía por m^2 por periodo de tiempo, típicamente se utiliza la unidad $kWh/m^2/día$ o anual (Grande, 2013). La Figura 4.1 muestra El rango promedio de irradiación solar a nivel mundial, el cual se presenta de 2 maneras diferentes: valores anuales y valores diarios. Los valores anuales se extienden de $<700 kWh/m^2$ a $>2700 kWh/m^2$. La cantidad de irradiación se identifica por el contorno de color. Los colores

van desde el azul (<700 kWh/m²) hasta el rojo (>2700 kWh/m²). El valor diario es igual al valor anual dividido por 365 días. En México, la radiación promedio diaria se estima en 5.7 kWh/m²/día (Islas, Mazini, Macias, & Grande, 2015).

Figura 4.1. Rango promedio de irradiación solar mundial en kWh/m²



Fuente: (Chimres & Wongwises, 2016)

Las principales aplicaciones a nivel industrial para la conversión de la radiación solar tanto en energía eléctrica como en energía térmica se presentan a continuación:

4.2.1.1. Energía Solar Fotovoltaica (ESFV).

En México, la energía solar fotovoltaica tuvo crecimientos importantes entre los años 2014 y 2015, del 49 % (equivalentes a 56 MW) en su capacidad instalada y del 40 % (equivalentes a 55 GWh) en su generación de energía eléctrica. El costo nivelado (LCOE) estimado para este tipo de tecnologías es de 65.1 dólares por

MWh, con un factor de planta del 26 % (EIA, 2016). Sin embargo, como resultado de la primera subasta eléctrica a largo plazo realizada por la SENER, el costo nivelado para la ESFV en México se estableció en 40.5 dólares por MWh instalado (García, 2016c).

Los sistemas fotovoltaicos con interconexión a la red del sistema eléctrico nacional de alrededor de 500 kW de potencia pico, de uso en el sector industrial, pueden generar ahorros del alrededor de entre el 10 % y el 12 % en la demanda de energía eléctrica del sector (Grande, 2013) (Islas et al, 2013). La figura 4.2, muestra un ejemplo de una planta de ESFV.

Figura 4.2. Planta de Energía Solar Fotovoltaica



4.2.1.2. Energía Solar Térmica (EST).

En la industria química, la temperatura requerida para llevar a cabo la mayor parte de sus procesos térmicos, oscila entre los rangos de 60°C a 100°C para el precalentamiento de agua y de 260°C a 390°C para la generación de vapor. En

México, gracias a su abundante recurso solar, el uso de la energía solar térmica para cubrir dichos requerimientos tiene un alto potencial.

Las aplicaciones térmicas de media temperatura (80°C – 120°C), pueden consumir alrededor del 1 % del consumo de combustibles de la industria química (Rohde, 2011). De acuerdo con Kalogirou (2003), un sistema de colectores de tubos evacuados (ETC por sus siglas en inglés) con un área promedio 450 m² y con un almacenamiento promedio de 35 m³ puede suministrar energía equivalente a 865 kWh/m². En la figura 4.3a se muestra un ejemplo de este tipo de sistemas.

Para el caso de las aplicaciones térmicas de alta temperatura, los sistemas EST deben de convertir la energía solar en energía térmica en forma de vapor. Para la obtención de altas temperaturas, dichos sistemas utilizan concentradores solares. A este tipo de sistemas se le conoce como de Potencia de Concentración Solar (CSP por sus siglas en inglés). La tecnología más utilizada es la de concentradores de tipo canal parabólico, los cuales utilizan espejos en forma de canal parabólicos que enfocan la luz solar sobre receptores tubulares de alta eficiencia, por los cuales circula un fluido térmico, típicamente aceite, que es calentado a temperaturas de hasta 400°C, para posteriormente bombearlo a través intercambiadores de calor para producir vapor sobrecalentado. Un sistema de 100 kW, sin almacenamiento, puede generar alrededor de 265 MW térmicos (Rawlins & Ashcroft, 2013) (Turchi, Mehos, Ho, & Kolb, 2010). De acuerdo con Islas et al. (2013), el porcentaje adecuado en que el consumo de energéticos puede ser sustituido por tecnologías que aprovechan el uso de la energía solar, es del 12 %. La figura 4.3b, muestra un ejemplo de este tipo de sistemas.

Figura 4.3. Sistemas de EST



a. Sistema de colectores de tubo evacuados.

b. Sistema CSP de tipo canal parabólico.

4.2.1.3. Energía Solar para Enfriamiento (ESE).

La aplicación más frecuente de las tecnologías de refrigeración solar ha sido hasta ahora principalmente para la refrigeración de espacios confinados, mediante sistemas compuestos por colectores de tipo canal parabólico (PTC) o colectores lineales tipo Fresnel (LFC) y enfriadores de absorción de simple efecto, los cuales generalmente utilizan como fluido de absorción una mezcla de agua y amoníaco. La característica principal de estos sistemas es que mientras más alta sea la temperatura en el exterior, por ende, mayor radiación solar, la caída en la temperatura para enfriamiento será mayor, hasta alcanzar un mínimo de -20°C . La tabla 4.1 presenta las características principales para ciertos tipos de enfriadores por absorción.

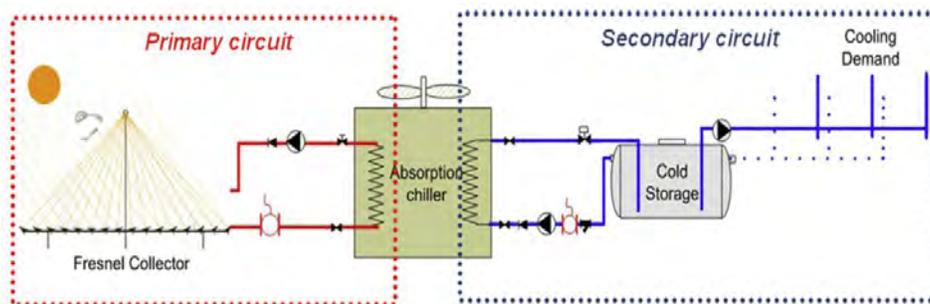
Tabla 4.1. Principales características de enfriadores por absorción.

Tipo de enfriador	Simple Efecto	Doble Efecto	Triple Efecto	Simple Efecto
Fluido	H ₂ O/LiBr	H ₂ O/LiBr	H ₂ O/LiBr	NH ₃ /H ₂ O
Temperatura de enfriamiento	5°C to 20°C	5°C to 20°C	5°C to 20°C	-20°C to 20°C
Temperatura generada por el campo de colectores	70°C to 90°C	140°C to 180°C	230°C to 270°C	160°C to 180°C
COP máximo	0.7 – 0.8	1.1 – 1.4	1.6 – 1.8	0.6 – 0.7

Fuente: (UNIDO, 2012)

Best et al. (2013), proponen un sistema ESE que puede generar temperaturas frías cercanas a los 0°C para temperaturas externas mayores de 30°C; compuesto por un campo de LFC, con un área de 330 m², que activan una serie de enfriadores por absorción de agua – amoníaco de simple efecto, con una potencia nominal de 39 kW. Dicho sistema cuenta con un almacenamiento frío de 9m³ y puede suministrar refrigeración equivalente a 93,500 kWh. Además, el sistema puede ser escalable y suministrar refrigeración equivalente a los 955,000 kWh, con un campo de LFC con un área de 3300 m². En la figura 4.4, se muestra el esquema de sistema antes mencionado.

Figura 4.4. Planta de Energía Solar Fotovoltaica



Fuente: Best et al. (2013)

4.2.1.4. Compra de energía eléctrica proveniente de Fuentes de Energía Limpia.

Retomando lo expuesto en el apartado 4.1 del presente capítulo, a partir del año 2018, las metas nacionales de generación de energía por medio de fuentes renovables se volverán en particulares, por lo que los altos consumidores de energía estarán obligados a comprobar que el 5 % de su consumo energético provenga de fuentes renovables. Para esto tienen dos opciones: generar dicho porcentaje de energía por cuenta propia, mediante alguna de las fuentes de energía limpia. O comprarlo directamente a los Generadores Calificados mediante la figura de Usuario Calificado para poder participar en el mercado eléctrico.

4.2.2. Eficiencia Energética

4.2.2.1. Energía Térmica.

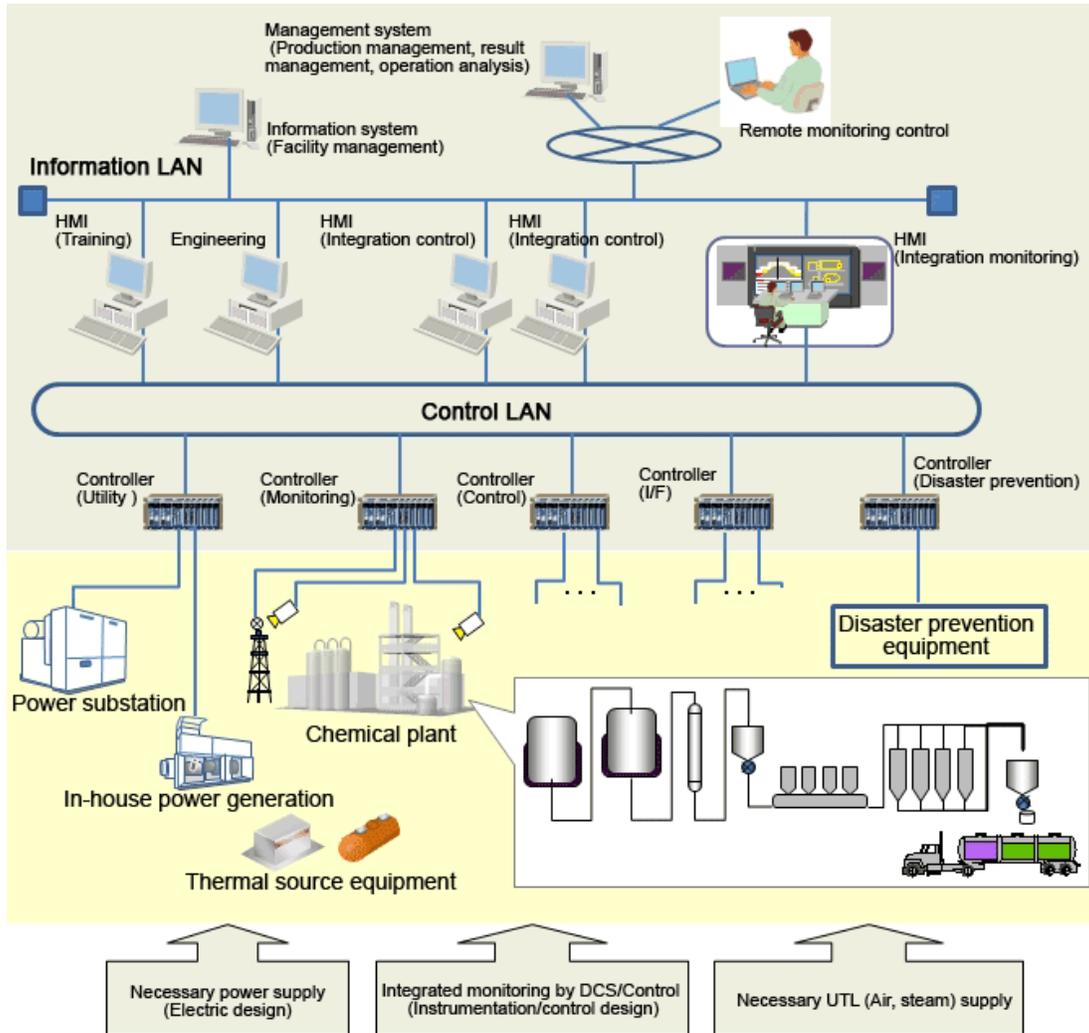
4.2.2.1.1. Sistemas de monitoreo y control.

El uso de sistemas de monitoreo de energía y control de procesos ocupan un papel importante en la gestión y la reducción del consumo de energía. Estas pueden incluir mediciones, monitoreo y sistemas de control, los cuales pueden reducir el tiempo requerido para realizar tareas complejas, optimizando el control de operaciones.

Los sistemas de control dan lugar a reducciones en el tiempo de inactividad, en costos de mantenimiento y en el tiempo de procesamiento, por lo que incrementa el mejor uso de los recursos, la eficiencia energética y el control de emisiones. Muchas de las tecnologías modernas de bajo consumo dependen en gran medida de un control preciso de las variables del proceso. A pesar de que los sistemas de gestión

de energía ya son ampliamente difundidos en diversos sectores industriales, el rendimiento de estos sistemas todavía puede mejorarse, con tal de reducir costos y aumentar aún más el ahorro de energía. Los sistemas de monitorización y gestión total de la energía en una planta, en comparación con el seguimiento y la gestión de un número limitado de flujos de energía tradicionales, pueden aumentar el intercambio de flujos de energía que ocurren dentro de la planta. Valero y AspenTech desarrollaron un modelo de optimización de energía para una de sus plantas con tal de optimizar los flujos de vapor, combustibles y electricidad, entre otros, integrando estos a un sistema de monitoreo energético. El sistema de optimización incluye la unidad de cogeneración, la asignación óptima de la carga de las calderas, así como la selección de turbinas de vapor y motores eléctricos para hacer funcionar los compresores. Con la aplicación de dicho sistema se estimó un ahorro potencial de energía de 687,500 mmbtu por año, lo que resultó en una reducción del uso anual de combustibles de entre un 1% a un 8%. El ahorro de costos se estimó en 2.2 millones de dólares, con un costo de inversión de 270,000 dólares, lo que permitió un período de retorno de la inversión de 0.1 años (U.S. DOE, 2005). Otro ejemplo, es la refinería Motiva Enterprises, la cual puso en práctica un sistema de control avanzado para mejorar su proceso de alquilación de ácido sulfúrico (uno de los procesos más importantes en la producción de gasolinas). La implementación de dicho sistema, tuvo como beneficios el reducir el consumo de electricidad en un 4.4%, el uso de vapor en un 2.2% y el sistema de enfriamiento de agua en un 4.9% (U.S. DOE-OIT, 2000). La Figura 4.5 muestra un esquema del funcionamiento de dichos sistemas de monitoreo y control.

Figura 4.5. Esquema del monitoreo y control de una planta química.



Fuente: www.hitachi.com

4.2.2.1.2. Generación y Distribución de vapor.

Eliminación de fugas de gases de combustión (calderas). El exceso de gases de combustión es a menudo resultado de fugas provenientes de la caldera y/o del conducto de purga. Estas fugas reducen el calor transferido al vapor y aumentan los requisitos de bombeo. La reparación de estas fugas genera un ahorro de entre 2 % y 5 % de la energía utilizada por la caldera (Worrell & Galitsky, 2015).

Reducción del exceso de aire (calderas). Las calderas son generalmente encendidas con un exceso de aire para asegurar la combustión completa y reducir la presencia de monóxido de carbono en los gases de escape por el combustible no quemado. Generalmente, un exceso de aire del 10 % al 15 % (alrededor del 2 % al 3 % de oxígeno) es suficiente (DOE, 2012b). Cuando se usa demasiado exceso de aire para quemar el combustible, la energía se pierde debido a un calor excesivo que se transfiere al aire en lugar de al vapor. Por ejemplo, si se reduce el exceso de aire en una caldera, de un 44.9 % a un 9.5 %, reduciendo así la temperatura de salida del gas de combustión de 200°C a 150°C, los ahorros tanto en el costo como en el uso del combustible, son de alrededor del 6 % (DOE, 2012a).

Aislamiento mejorado (calderas). El uso de nuevos materiales, como las fibras cerámicas, mejoran el aislamiento y pueden generar ahorros entre el 6 % y el 26 %. Las pérdidas en la carcasa de una caldera bien mantenida no deben de superar el 1 % (Einstein, Worrell, & Khrushch, 2001).

Reemplazo de quemadores (calderas). La sustitución de quemadores antiguos por quemadores más modernos y eficientes, puede generar significativos ahorros de energía. Los nuevos diseños de quemadores mejoran la mezcla de combustible y aire, haciendo más eficiente la transferencia de calor. Por ejemplo, al aumentar la eficiencia de los quemadores en un 2 %, se generan ahorros aproximados del 2.5 % tanto en los costos como en el uso de los combustibles (DOE, 2012b).

Recuperación y retorno de condensados (calderas). Ahorros en el uso y costo del combustible, alrededor del 10 %, pueden obtenerse de la recuperación y retorno de condensados relativamente calientes (54°C – 170°C) a las calderas, ya que se

reduce la cantidad de agua de reposición en frío (10°C – 16°C) que debe utilizarse en el proceso para generar vapor (Einstein et al., 2001).

Recuperación de calor de los gases de combustión (calderas). La recuperación de calor de los gases de combustión representa una de las mejores oportunidades para la recuperación de calor en sistemas de vapor. El calor de los gases de combustión puede usarse para precalentar el agua de alimentación de la caldera mediante el uso de un economizador. Un economizador convencional supondría un ahorro de entre el 2 % y el 4 %, mientras que un economizador de condensación podría resultar en un ahorro energético del 5 % a 8 %. Debido al riesgo de corrosión, el uso de economizadores de condensación se limita a calderas que utilizan combustibles limpios (Worrell & Galitsky, 2015).

Recuperación del vapor de purga (calderas). La purga de vapor de la caldera es importante para mantener en condiciones adecuadas las propiedades del agua. Sin embargo, la purga puede dar lugar a pérdidas térmicas importantes si el vapor no se recupera. El vapor de purga es típicamente de bajo grado, pero se puede utilizar para calefacción y precalentamiento del agua de alimentación. Se estima que esta medida puede ahorrar el 1.3% del consumo de combustibles de caldera para calderas por debajo de 100 mmbtu/hr (Einstein et al., 2001).

Mejorar aislamiento en los sistemas de distribución de vapor. El uso de más material aislante o el mejorar el aislamiento para la aplicación en sistemas de distribución de vapor puede incrementar el ahorro de energía. Mejorar el aislamiento existente en la actualidad puede generar ahorros de entre 3% y un 13% en todos los sistemas (Prindle & Parfomak, 1995). El uso de almohadillas aislantes extraíbles

es un buen comienzo, ya que pueden utilizarse en las instalaciones industriales para el aislamiento de bridas, válvulas, juntas de expansión intercambiadores, bombas, turbinas, tanques y otras superficies. Además, pueden ser removidas fácilmente para su inspección o mantenimiento periódico, y reemplazados según sea necesario (Worrell & Galitsky, 2015).

Uso de trampas de vapor con un programa regular de mantenimiento. El uso de trampas de vapor puede reducir el consumo de energía y al mismo tiempo mejorar la fiabilidad. Las principales ventajas de eficiencia que ofrecen estas trampas son que se abren cuando la temperatura es muy próxima a la del vapor saturado (a menos de 2°C), purga los gases no condensables después de cada abertura, y están abiertos en el arranque para permitir un sistema de vapor rápido calentamiento. El ahorro de energía de un sistema regular con trampa de vapor con revisiones periódicas se estima entre un 10% y un 15 %. Si al sistema se incorpora un monitoreo automático de dichas trampas, los ahorros podrían incrementarse en un 5 % adicional (Jones, 1997)(Bloss, Bockwinkel, & Rivers, 1997)

Reparación de fugas en los sistemas de distribución de vapor. Al igual que con las trampas de vapor, las redes de tuberías de distribución de vapor con frecuencia tienen fugas que no se detectan sin un programa de inspección y mantenimiento regular. Además de ahorrar entre un 3 % y un 5 % de los costos de energía para la producción de vapor, el tener un programa de mantenimiento puede reducir la probabilidad de tener que reparar fugas importantes (Jones, 1997)

4.2.2.1.3. Integración de Procesos.

La integración de procesos se refiere a la explotación de las sinergias potenciales que son inherentes a cualquier sistema que consta de varios componentes que trabajan de manera conjunta. En las plantas que tienen varias demandas de calefacción y refrigeración, el uso de técnicas de integración de procesos puede mejorar significativamente la eficiencia. Desarrollado en la década de 1970, la integración de procesos es ahora una metodología establecida para procesos continuos (Linnhoff, B., Townsend, D.W., Boland, D., Hewitt, G.F., Thomas, B.E.A., Guy, A.R., Marsland, 1992). La metodología implica unir las corrientes calientes y frías en una forma termodinámica-óptima (análisis "pinch"). La integración de procesos es el arte de asegurar que los componentes están bien adaptados e igualados en términos de tamaño, función y capacidad. El análisis "pinch" tiene un enfoque sistemático para identificar y corregir el rendimiento limitando la restricción en cualquier proceso de fabricación (Linnhoff, 1993). Los ahorros típicos identificados en estos análisis a nivel de sitio son alrededor de 20 % a 30 % en los consumos de energía (Linnhoff-March, 2000).

4.2.2.1.4. Hornos y quemadores.

La eficiencia térmica promedio de los hornos se estima entre un 75 % y 90 %. Contabilizando las inevitables pérdidas de calor y las consideraciones del punto de rocío, la máxima eficiencia teórica del horno es de alrededor del 92 % (Petrik, 1999). Esto sugiere que, en promedio, un 10 % de mejora en la eficiencia energética se puede lograr en el diseño del horno y el quemador. El precalentamiento del aire es

una forma eficaz de mejorar la eficiencia y aumentar la capacidad de un horno. Los gases de combustión del horno se usan para precalentar el aire de combustión. Los ahorros de combustible mediante esta opción, oscilan entre un 8 % y un 18 %, y son económicamente atractivos si la temperatura del gas de combustión es superior a 340 °C y el tamaño del horno es de 50 MMBtu/hr o más (Garg, 1998).

4.2.2.1.5. Hornos y Calentadores Eléctricos.

El ahorro de energía correspondiente al uso de equipos eléctricos para la generación de calor puede alcanzar hasta un 12 % debido a la alta eficiencia de estos equipos (Islas et al., 2015).

4.2.2.1.6. Sistemas de aire comprimido.

Recuperación de calor. Para comprimir un gas se necesita de mucha energía, Entre el 85 % y el 90 % de los caballos de fuerza (hp) necesarios para operar un compresor de aire, pueden ser recuperados en forma de agua o aire calientes. Para producir aire con una potencia de 1 hp se necesitan 8 hp de potencia eléctrica, lo que implica que una porción de los 7 hp no utilizados, están disponibles como calor (Atlas-Copco, 2010).

- a) Calentamiento de aire. Aproximadamente 200,000 BTU/hr de calor pueden extraerse por cada 100 hp de potencia del compresor, equivalente a más de 1700 GJ al año (Cunha da, 2007). Dicho aire puede utilizarse para calefacción o directamente en secadores.

b) Calentamiento de agua. Agua caliente puede ser recuperada de compresores enfriados por agua, la cual puede ser utilizada en calderas o como agua de proceso. Típicamente entre el 50 y el 60 % del calor del compresor puede ser recuperado como agua caliente. Debido a que la potencia de la mayoría de los compresores enfriados por agua es mayor a los 100 hp, pueden recuperarse energía equivalente a los 12,400 GJ al año (Cunha da, 2007) (Atlas-Copco, 2010).

4.2.2.2. Energía Eléctrica.

4.2.2.2.1. Motores Eléctricos.

Sustitución de equipos por equipos más eficientes y Mantenimiento predictivo. Ahorros de entre el 2 y el 10 %, pueden lograrse al incrementar la eficiencia de los motores en equipos como bombas y compresores (DOE-OIT, 2002). El propósito de un mantenimiento predictivo en un motor eléctrico es el revisar sus condiciones y datos de funcionamiento con tal de identificar cuándo es apropiado hacerlo revisar o sustituirlo antes de que un fallo en el mismo ocurra (Barnish, Muller, & Kasten, 1997). Los ahorros asociados con un programa de mantenimiento del motor en curso son significativos y podrían variar entre un 2 % y un 30 % del consumo total de energía usada por los motores dependiendo del tipo de motor (Worrell & Galitsky, 2015).

Dimensionamiento adecuado de los motores. Los motores que están dimensionados de manera inapropiada producen pérdidas de energía innecesarias.

La sustitución de motores de gran tamaño con motores de tamaño adecuado ahorra, en promedio para la industria el 1.2 % del consumo total de energía eléctrica de los motores (DOE-OIT, 2002).

Variadores de velocidad (VSD). El ahorro de energía que supone la colocación de un VSD dependerá de la aplicación final del motor eléctrico, aunque estas pueden variar entre un 7 % y un 60 % (Worrel et al., 1997). De acuerdo con Islas et al., (2015), el potencial de ahorro en energía por la instalación de un VSD en un motor es en promedio del 20 %.

4.2.2.2.2. Sistemas de Bombeo.

Mantenimiento del sistema de bombeo. El mantenimiento inadecuado puede reducir la eficiencia del sistema de bombeo y causar que las bombas se desgasten más rápidamente y aumentar los costos de bombeo de energía. La implementación de un programa de mantenimiento del sistema de bombeo ayudará a evitar estos problemas, manteniendo las bombas funcionando de manera óptima lo que conduciría a un ahorro de energía del 2% a 7% (DOE-OIT, 2002).

Reducción de la demanda de la bomba. Reducir al mínimo la demanda de la bomba permite una operación más eficiente de la misma a una velocidad reducida lo que conduce a ahorros de energía del 10 % al 20 % (DOE-OIT, 2002).

Sustitución de bombas convencionales por bombas eficientes. Teniendo en cuenta que la eficiencia de una bomba puede degradarse entre el 10 % y el 25 % en el transcurso de su vida útil, la sustitución de bombas antiguas por unas

modernas de mayor eficiencia puede dar lugar a un importante ahorro energético de entre el 5 % y el 25 % (Almeida & Fong, 2011).

Dimensionamiento adecuado de las bombas. Las bombas que sobrepasan los requerimientos de la aplicación en la cual son utilizadas consumen más energía de la que realmente se necesita y se estima que el 75 % de los sistemas de bombeo son sobredimensionados (Hydraulic Institute, Europump, & DOE-OIT, 2001). La sustitución de bombas mal dimensionadas por bombas que sean del tamaño adecuado a menudo puede reducir el consumo de electricidad de un sistema de bombeo entre un 15 % y un 25 % (DOE-OIT, 2002).

Uso de bombas múltiples para cargas variables. El uso de múltiples bombas instaladas en paralelo con cargas variables puede reducir el consumo de electricidad del sistema de bombeo de un 10 % a un 30 % (DOE-OIT, 2002). Los arreglos de bombas en paralelo a menudo consisten en utilizar una bomba grande, que funciona durante períodos de máxima demanda y una más pequeña, que opera en el estado estacionario del proceso.

Dimensionamiento adecuado de la tubería. Cuando los tubos son demasiado pequeños para la velocidad de flujo requerida esto puede aumentar significativamente la cantidad de energía requerida para el bombeo. Donde sea posible, el diámetro del tubo se puede aumentar para reducir los requisitos de energía en el bombeo, pero los ahorros de energía debido al aumento de diámetro de la tubería deben ser equilibrados con el aumento de los costes para los componentes del sistema de tuberías. El aumento de diámetro de la tubería puede ser rentables durante proyectos de modernización del sistema de bombeo. El

Departamento de Energía de EUA estima el ahorro de energía de esta medida oscila en el intervalo del 5 % al 20 % (DOE-OIT, 2002).

4.2.2.2.3. Sistemas de aire comprimido.

Eliminación de fugas. Las fugas de aire en un sistema de aire comprimido pueden ser una fuente importante de energía desperdiciada que reduce la capacidad del sistema para producir aire comprimido entre un 20 % y un 30 %. En general, el evitar fugas de aire en el sistema prevé una reducción del 15 % al 20 % del consumo anual de energía. (Radgen & Blaustein, 2001)(Almeida & Fong, 2011).

Uso innecesario del aire comprimido. El evitar que el aire comprimido pase a algún equipo que no se esté utilizando puede generar ahorros de energía de entre el 3 % y el 12 % (Almeida & Fong, 2011).

Además de las opciones antes citadas, pueden agregarse: la sustitución de motores por motores más eficientes, el uso de VSD, el uso de sistemas de control, mejorar los procesos de enfriado, secado y filtrado, reducir la pérdidas de presión, reemplazar frecuentemente los filtros, que en suma, pueden generar ahorros del 39 % (Radgen & Blaustein, 2001).

4.2.2.2.4. Iluminación.

Controles de iluminación. Las luces pueden ser apagadas durante las horas no laborables por controles automáticos, tales como sensores de ocupación, los cuales apagan las luces de un espacio cuando este no está ocupado. Los sensores de ocupación pueden ahorrar hasta un 10 % a un 20 % del consumo de energía de iluminación de la instalación (Worrell & Galitsky, 2015).

4.2.3. Cogeneración.

La generación térmica de electricidad resulta en la producción de calor, el cual es disipado en forma de aire o agua calientes, en lugar de desperdiciar la energía, este calor puede utilizarse para producir vapor y utilizarlo en procesos industriales. Esta producción simultánea de calor y energía eléctrica es conocida como cogeneración. Los ahorros establecidos por el uso de la cogeneración son de alrededor del 75 % en energía eléctrica y del 25 % en el uso de combustibles (Islas et al., 2015).

En México, el Programa de Construcción de Capacidades del Sector Industrial para la Elaboración de Estrategias de Desarrollo Bajo en Emisiones el programa (LECBP, por sus siglas en inglés), realizó un estudio de oportunidades de desarrollo de proyectos de cogeneración en la IQM para el cual se evaluaron a 10 empresas del sector ubicadas en diferentes regiones del país. Los resultados de dicho estudio mostraron que los porcentajes de aportación de los sistemas de cogeneración evaluados fue en promedio del 87 % en energía eléctrica y del 42 % en energía térmica (ANIQ, 2015).

4.3. Escenario Alternativo de Mitigación de Emisiones de GEI 2014 – 2050.

El Escenario Alternativo de Mitigación de Emisiones de GEI se construyó a partir del potencial de reducción en emisiones como consecuencia directa de los porcentajes de ahorro en los consumos de Energía Eléctrica y Térmica proporcionados por las diversas alternativas de mitigación citadas anteriormente y del porcentaje en que dichas alternativas pueden desarrollarse durante el periodo de análisis, con el objetivo de poder establecer un potencial neto de mitigación. En la Tabla 4.2 se muestran los potenciales de reducción en emisiones de GEI que las quince opciones de mitigación consideradas para la IQM pueden generar. Considerando el potencial de reducción de manera agregada, las mayores reducciones corresponden a las alternativas aplicadas sobre el consumo de Energía Térmica, en donde el Mejoramiento de los Sistemas de Generación y Distribución de Vapor es la medida individual con mayor impacto en la mitigación de emisiones de GEI en comparación con el resto de las medidas analizadas.

El desarrollo de las diferentes alternativas de mitigación durante el periodo, se construyó mediante la participación de diversas empresas del sector químico en México junto con el apoyo de la ANIQ. Dicha participación consistió en la recopilación de información, la cual fue obtenida mediante una técnica de pronóstico denominada Delphi. Esta técnica tiene por objetivo, mediante la aplicación de cuestionarios o encuestas, el obtener el mayor grado de consenso o acuerdo posible proveniente de un grupo de expertos sobre un tema en específico (Dalkey & Helmer, 1962). El uso de esta técnica se recomienda en situaciones de incertidumbre o cuando se carece de información objetiva, ya que el juicio subjetivo de un solo

experto está sujeto a numerosos sesgos e imperfecciones, y al limitarse al conocimiento y experiencia de una persona suele resultar una estimación imprecisa, mientras que la calidad del juicio subjetivo grupal, generalmente es superior al de un individuo debido a la mayor información de la que dispone un grupo (Varela-Ruiz, Díaz-Bravo, & García-Durán, 2012).

Tabla 4.2. Potencial de reducción de las alternativas de mitigación.

ENERGÍA ELÉCTRICA			ENERGÍA TÉRMICA		
Alternativa de Mitigación	Reducción en consumo (PJ)	Reducción en emisiones (MtCO_{2e})	Alternativa de Mitigación	Reducción en consumo (PJ)	Reducción en emisiones (MtCO_{2e})
Sistemas de Monitoreo y Control automatizados	4.4	0.55	Sistemas de Monitoreo y Control automatizados	25.9	1.46
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos)	11.6	1.47	Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (quemadores)	93.7	5.26
Mejoramiento de los sistemas de bombeo	2.8	0.36	Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor	103.8	5.83
Uso de VSD en motores eléctricos	13.9	1.76	Integración de procesos	72.1	4.05
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores	2.8	0.35	Cogeneración	180.1	10.11
Cogeneración	74.6	9.41	EST (60°C - 100°C)	2.04	0.11
Compra Energía Limpia a Generadores Calificados	5.0	0.63	EST (290°C - 390°C)	21.4	1.20
ESFV	10.0	1.25	Hornos y Calentadores eléctricos	3.5	0.19
Controles de Iluminación	2.5	0.32			
ESE	0.2	0.02			
TOTAL	127.8	16.1	TOTAL	502.4	28.2

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la metodología Delphi, las encuestas deben de efectuarse en varias rondas con tal de generar un consenso a través de la retroalimentación (Winkler, Kuklinski, & Moser, 2015). La primera ronda de encuestas se aplicó con el objetivo de determinar primeramente el porcentaje de desarrollo de las opciones de mitigación propuestas en el año base, en este caso 2014, para posteriormente obtener un pronóstico sobre el desarrollo de dichas opciones de mitigación hacia el año 2050. En la segunda ronda de encuestas, se les presentó a los encuestados, como resultado de la primera ronda de encuestas, el valor de las medianas obtenidas para cada una de las opciones de mitigación, representando así el desarrollo de dichas opciones durante el periodo. Posteriormente se les cuestionó sobre si los valores presentados deberían ser *menor a su mediana* (asignado un valor de 1 a esa opción) o *mayor/igual* a su mediana (asignando un valor de 2 para esa opción). Para los casos en que el criterio predominante fuera *menor a la mediana*, el valor utilizado fue el límite menor del intervalo de confianza, determinado con un 95 % de nivel de confianza, siempre y cuando este fuera consistente con el desarrollo de la opción de mitigación a través del periodo. Para el caso contrario, se mantuvo el valor propuesto, con el objeto de realizar un análisis reservado. La consistencia de las respuestas, citadas anteriormente, se determinó mediante el cálculo del coeficiente de variación, el cual resulta de dividir su media entre su desviación estándar, resultando en valores entre 0 y 0.3 según la opción de mitigación, lo que garantizó la consistencia de las respuestas (Varela-Ruiz et al., 2012) (Lee, Cho, Hong, & Yoon, 2016). Los formatos de las encuestas de la primera y segunda ronda, así como los resultados del coeficiente de variación por alternativa de mitigación pueden consultarse en los Anexos C1 a C3.

En la Tabla 4.3 se observan los resultados para el desarrollo de las quince alternativas de mitigación de GEI propuestas para el Escenario Alternativo a través del periodo 2014 – 2050, obtenidos de la aplicación de ambas encuestas, lo que refleja la opinión de los expertos.

Tabla 4.3. Pronóstico para el desarrollo de Alternativas de Mitigación de GEI propuestas para el Escenario Alternativo 2014 -2050.

Alternativa de Mitigación de GEI	2014	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sistemas de monitoreo y control automatizados	70%	70%	70%	95%	100%	100%	100%	100%	100%
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos y quemadores)	58%	65%	70%	85%	90%	100%	100%	100%	100%
Mejoramiento de los sistemas de bombeo	50%	60%	75%	79%	100%	100%	100%	100%	100%
Uso de VSD en motores y bombas eléctricos	50%	60%	75%	79%	100%	100%	100%	100%	100%
Integración de procesos	30%	40%	46%	50%	56%	70%	70%	80%	100%
Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor	90%	90%	90%	95%	95%	100%	100%	100%	100%
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores	90%	90%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%
Hornos y calentadores eléctricos	20%	22%	35%	46%	59%	64%	65%	65%	66%
Controles de iluminación	50%	50%	70%	85%	90%	100%	100%	100%	100%
Cogeneración	30%	30%	36%	51%	70%	77%	79%	83%	90%
Compra energía limpia a generadores calificados	0%	20%	35%	55%	93%	96%	100%	100%	100%
ESFV	0%	20%	41%	60%	70%	80%	90%	90%	91%
ESE	0%	15%	23%	41%	56%	67%	73%	76%	81%
EST (60°C - 100°C)	0%	25%	38%	56%	76%	79%	87%	91%	100%
EST (290°C - 390°C)	0%	12%	22%	35%	46%	59%	64%	65%	70%

Fuente: Elaboración propia

Derivado de la tabla anterior, la Tabla 4.4 muestra el Potencial Neto de Mitigación de GEI. Considerando el total acumulado, de las quince alternativas de mitigación analizadas, se obtiene un monto de emisiones evitadas de 699 MtCO_{2e}. Lo que corresponde al 65 % de las emisiones acumuladas en el escenario base.

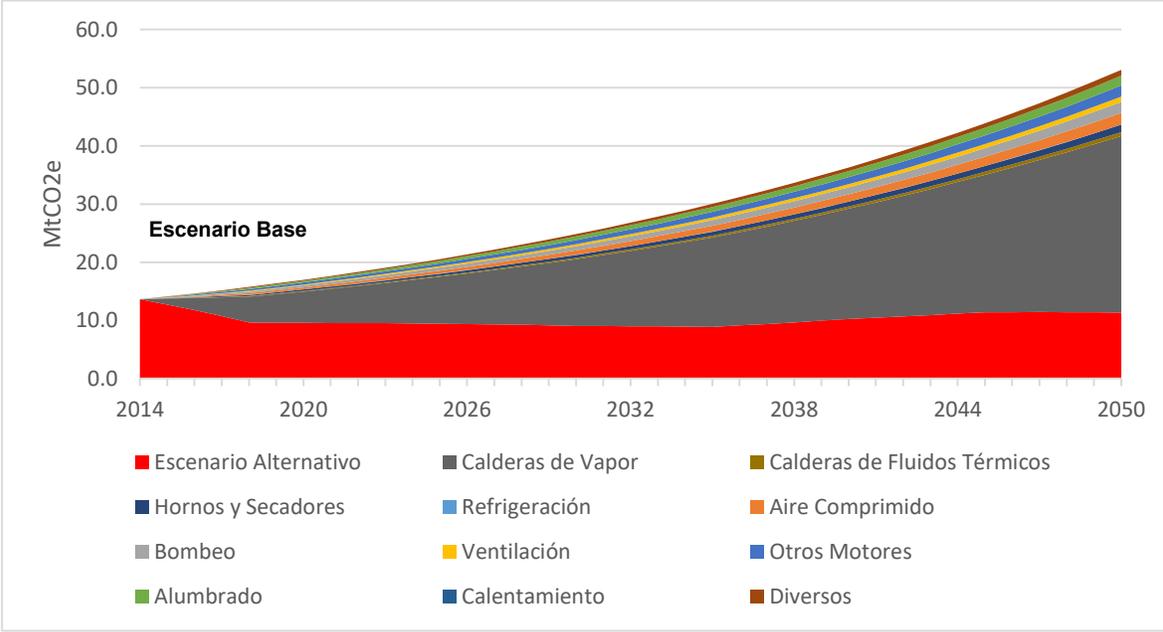
Tabla 4.4. Potencial Neto de Mitigación de GEI (MtCO_{2e}) del Escenario Alternativo 2014 -2050.

Alternativa de Mitigación de GEI	2014	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	Total Acumulado
Sistemas de monitoreo y control automatizados	0	0.4	0.5	0.7	0.8	0.8	0.9	0.9	0.9	38.1
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos y quemadores)	0	1.3	1.5	2.2	2.3	2.5	2.6	2.7	2.8	124.4
Mejoramiento de los sistemas de bombeo	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	6.7
Uso de VSD en motores y bombas eléctricos	0	0.3	0.4	0.5	0.6	0.6	0.7	0.8	0.8	32.7
Integración de procesos	0	0.5	0.6	0.8	0.8	0.9	0.9	1.0	1.1	55.8
Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor	0	1.6	1.7	2.2	2.2	2.3	2.4	2.5	2.6	112.2
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores	0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	6.8
Hornos y calentadores eléctricos	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	2.2
Controles de iluminación	0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	5.9
Cogeneración	0	1.4	1.8	3.1	3.5	3.9	4.3	4.7	5.2	226.4
Compra energía limpia a generadores calificados	0	0.0	0.1	0.1	0.2	0.2	0.2	0.2	0.3	10.7
ESFV	0	0.1	0.2	0.3	0.3	0.3	0.4	0.4	0.4	19.1
ESE	0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	1.1
EST (60°C - 100°C)	0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	6.9
EST (290°C - 390°C)	0	0.2	0.3	0.6	0.7	0.8	0.8	0.9	1.0	50.0
Total Acumulado	0.0	6.0	7.4	11.1	12.0	12.9	13.8	14.8	15.9	699.0

Fuente: Elaboración propia

La Gráfica 4.1 muestra la evolución de las emisiones evitadas respecto al escenario base a lo largo del periodo de análisis. Finalmente, en el último año, las emisiones anuales se reducen en un 78.5 %.

Gráfica 4.1. Evolución de las Emisiones de GEI evitadas por Alternativa de Mitigación del Escenario Alternativo 2014 – 2050.

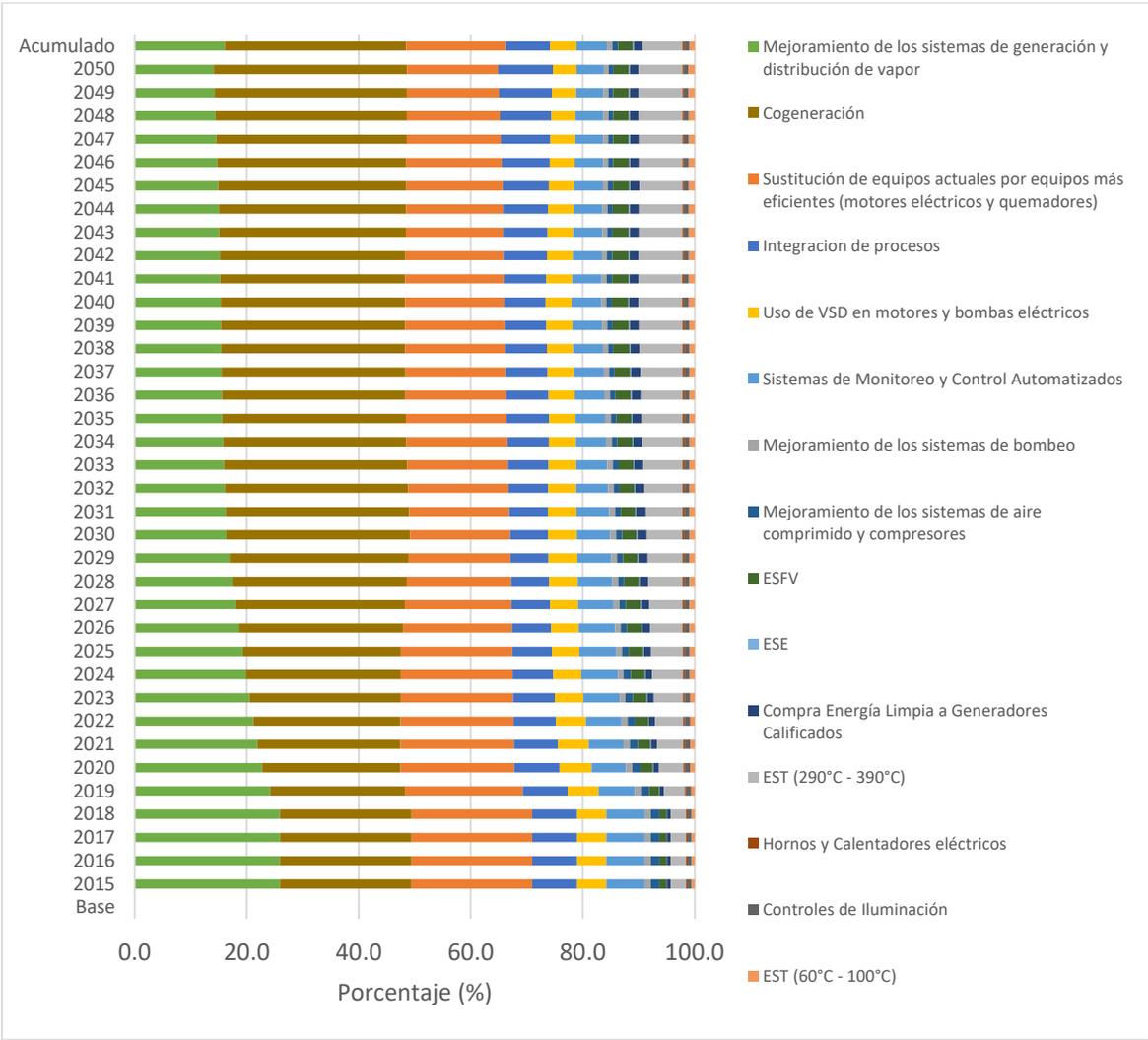


Fuente: Elaboración Propia

De acuerdo con el tipo de alternativa de mitigación, el mayor porcentaje de mitigación, corresponde a la Cogeneración al representar el 32.4 % del acumulado de emisiones evitadas, seguido por la Sustitución de equipos por equipos más eficientes con un 17.8 % y por el Mejoramiento de los Sistemas de Generación y Distribución de Vapor con un 16 %. Otras medidas de eficiencia energética como la Integración de Procesos, el uso de Sistemas de monitoreo y control automatizados y de VSD en motores, participan de manera importante al representar el 8 %, 5.5 % y el 4.7 % del total acumulado de emisiones evitadas, respectivamente.

Dentro del aprovechamiento de Energías Renovables, el uso de energía solar tiene su mayor potencial en aquellas alternativas de mitigación de emisiones directas, como son la Energía Solar Térmica en rangos de 60°C a 100°C y 290°C a 390°C, las cuales en conjunto representan el 8.1 % del total acumulado de emisiones evitadas, mientras que aquellas alternativas que mitigan emisiones indirectas como la Energía Solar Fotovoltaica y para Enfriamiento, representan el 2.9 % del total acumulado. La Gráfica 4.2 muestra dichos porcentajes para el periodo 2014 – 2050.

Gráfica 4.2. Potencial de Mitigación de Emisiones de GEI (%) por tipo de Alternativa de Mitigación del Escenario Alternativo 2014 -2050.



Fuente: Elaboración Propia

Sin embargo, los Hornos Eléctricos, considerados como una alternativa para la mitigación de emisiones directas, producen emisiones indirectas derivadas del consumo de electricidad al ser utilizados, lo que modifica el total de emisiones evitadas. Dicha situación es planteada en el siguiente capítulo.

Capítulo 5. Escenario de Transición Energética.

5.1. Emisiones de GEI.

Como se comentó en Capítulo anterior, el uso de hornos eléctricos, produce emisiones directas, lo que modifica la cantidad de emisiones evitadas a lo largo del periodo, en comparación con el escenario alternativo. La Tabla 5.1 presenta los valores anuales de las emisiones evitadas en el Escenario de Transición Energética, considerando las nuevas emisiones producidas por el uso de hornos eléctricos, en comparación con el escenario base, así como las emisiones evitadas totales y su porcentaje de reducción. En comparación con las emisiones evitadas presentadas en el escenario alternativo, la diferencia en el promedio del porcentaje de reducción, es alrededor del 8 %.

Tabla 5.1. Escenario de Transición Energética.

Emisiones anuales de GEI en Escenarios Base y de Transición Energética y Emisiones Evitadas						
Año	Año de implementación	Emisiones (MtCO_{2e})			Evitadas Totales	Porcentaje de reducción
		Escenario Base	Escenario de Transición Energética			
2014	0	13.6	13.6	0.0	0%	
2015	1	14.1	12.8	1.3	9%	
2016	2	14.6	11.9	2.7	19%	
2017	3	15.2	10.9	4.3	28%	
2018	4	15.8	9.8	5.9	37%	
2019	5	16.4	9.8	6.5	40%	
2020	6	17.0	9.8	7.2	42%	
2021	7	17.6	9.8	7.8	44%	
2022	8	18.3	9.8	8.5	46%	
2023	9	19.0	9.8	9.2	48%	
2024	10	19.8	9.8	10.0	50%	
2025	11	20.5	9.8	10.8	52%	
2026	12	21.3	9.8	11.6	54%	
2027	13	22.2	9.7	12.4	56%	
2028	14	23.0	9.7	13.3	58%	
2029	15	23.9	9.6	14.3	60%	
2030	16	24.8	9.5	15.3	62%	
2031	17	25.8	9.6	16.2	63%	
2032	18	26.8	9.6	17.2	64%	
2033	19	27.8	9.6	18.3	66%	
2034	20	28.9	9.6	19.3	67%	
2035	21	30.0	9.5	20.5	68%	
2036	22	31.2	9.8	21.4	69%	
2037	23	32.4	10.1	22.3	69%	

2038	24	33.7	10.4	23.2	69%
2039	25	35.0	10.7	24.2	69%
2040	26	36.3	11.1	25.3	70%
2041	27	37.7	11.3	26.4	70%
2042	28	39.2	11.6	27.6	70%
2043	29	40.7	11.9	28.8	71%
2044	30	42.3	12.1	30.1	71%
2045	31	43.9	12.4	31.5	72%
2046	32	45.6	12.5	33.1	73%
2047	33	47.4	12.6	34.8	74%
2048	34	49.2	12.6	36.6	74%
2049	35	51.1	12.6	38.5	75%
2050	36	53.1	12.7	40.4	76%
Total Acumulado		1075.2	398.3	676.9	57%

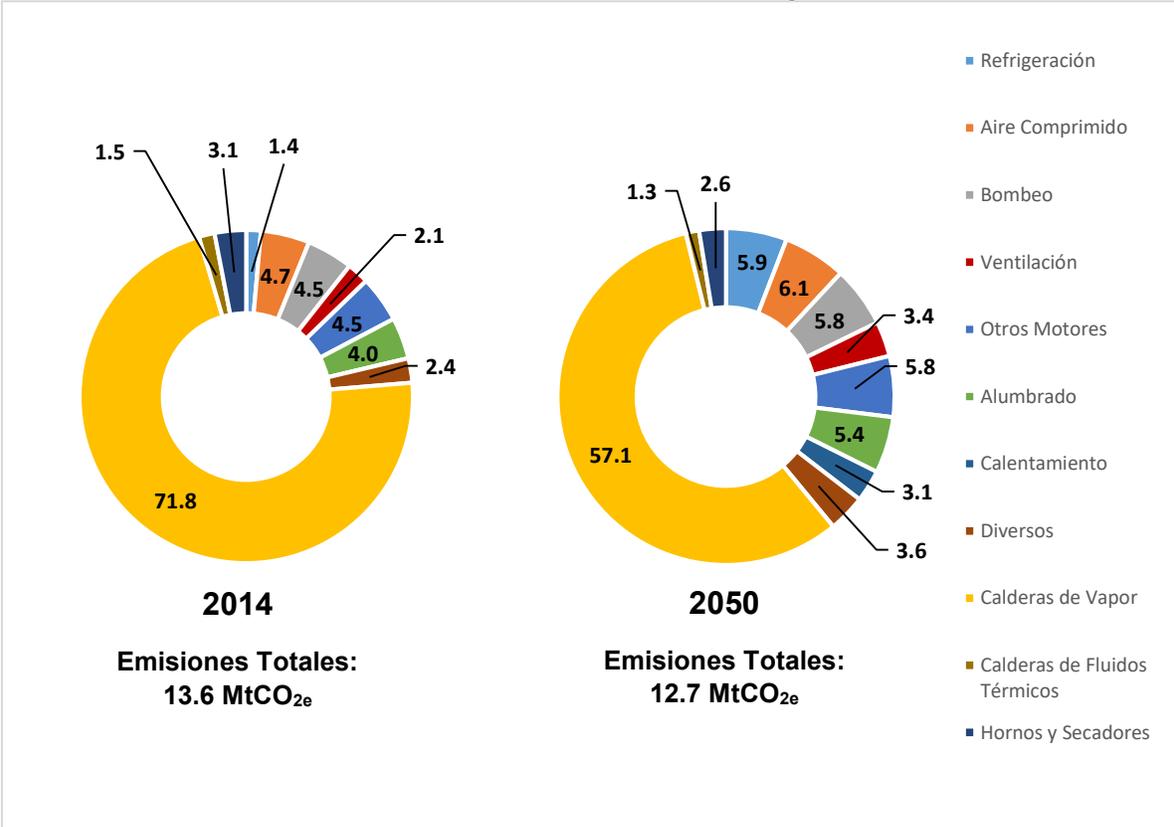
Fuente: Elaboración Propia

Con respecto a los usos finales de la energía, el escenario de transición energética, presenta diferencias significativas en la participación que estos tienen sobre el total de las emisiones generadas entre los años 2014 y 2050. La Gráfica 5.2 muestra dichas diferencias, donde las reducciones se observan en los usos finales de la energía relacionados a las emisiones directas. El uso final en Calderas de Vapor disminuyó su participación en un 20.6 %, seguido por Hornos y Secadores con una reducción del 16.1 %, mientras que Calderas de Fluidos Térmicos redujo su participación en un 13.3 %.

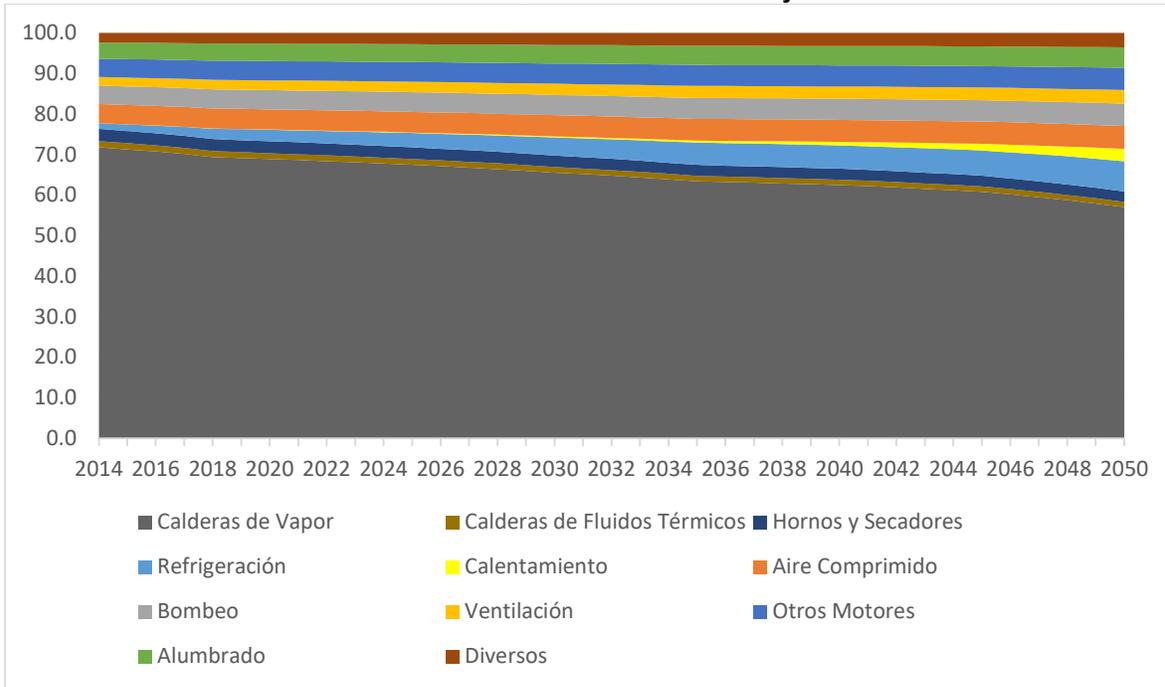
Considerando de manera acumulada la participación de los usos finales de la energía relacionados a las emisiones indirectas, estas aumentaron sus participaciones a una TMCA del 1.4 %. Esto puede deberse a que el consumo de energía eléctrica en la IQM no es predominante, por lo que el potencial de reducción de las alternativas de mitigación asociadas a este tipo de emisiones se ve disminuido. Sin embargo, el aumento en este tipo de emisiones, sigue siendo por debajo del crecimiento establecido para el escenario base. Los incrementos más importantes se observan en Refrigeración, a una TMCA del 4.1 %, debido a que las

alternativas de mitigación relacionadas directamente a este uso final, participan con alrededor del 3 % del potencial total de mitigación. Y en el uso de energía eléctrica para el Calentamiento, la cual aumentó de manera significativa su participación en la generación de emisiones de GEI. De tener una nula participación durante el año 2014, a participar con un 3.1 % para el año 2050, lo que significa un crecimiento promedio del 26 % durante el periodo. Esto como consecuencia del uso de Hornos y Calentadores eléctricos, como una de las alternativas de mitigación propuestas en el Escenario Alternativo. Lo anterior puede observarse de mejor manera en la Gráfica 5.3, donde se muestra la evolución de los cambios en dichas participaciones a lo largo del periodo.

Gráfica 5.2. Cambio en la participación de los usos finales de la energía en las emisiones de GEI relacionadas a la IQM entre los años 2014 y 2050.



Gráfica 5.3. Cambio en la participación de los usos finales de la energía en las emisiones de GEI relacionadas a la IQM entre los años 2014 y 2050.



Fuente: Elaboración Propia

5.2. Costos de Mitigación.

El costo de mitigación puede determinarse a distintos niveles, los cuales pueden ser por proyecto, tecnología, sector o a nivel macroeconómico. A nivel de proyecto proporciona costos de implementación de instalaciones técnicas específicas, infraestructura, regulaciones de la demanda, esfuerzos de información o estándares técnicos, y se supone que no tiene impactos económicos indirectos significativos en los mercados y precios. A nivel tecnológico, se investiga una tecnología de mitigación de GEI, típicamente con aplicaciones en varios proyectos y sectores. A nivel sectorial, se realiza un análisis de equilibrio parcial para estudiar políticas sectoriales, tales como instrumentos económicos relacionados con precios, impuestos, comercio y financiamiento, proyectos específicos de inversión a gran

escala y de regulación de la demanda. El análisis más completo se centra en el nivel macroeconómico considerando los impactos de las políticas en todos los sectores y mercados (European Commission, 2014).

Para nuestro caso, el costo de mitigación es a nivel tecnológico y se define como el costo unitario, en valores constantes (USD 2007), incurrido por la aplicación de las distintas alternativas de mitigación propuestas en el escenario alternativo por unidad de GEI (tCO_{2e}) evitada en comparación con el escenario base, para el periodo 2014 – 2050. La determinación del costo de mitigación para cada una de las alternativas propuestas en el escenario alternativo se realizó siguiendo la metodología propuesta por Islas-Samperio & Grande-Acosta (2017) mediante el siguiente modelo:

$$\text{Costo de Mitigación} = \sum_{y=1}^P \left(\frac{CI_{iy} + O\&M_{iy} + CE_{iy}}{(1+r)^y} \right) \frac{1}{GEI_i}$$

Donde:

CI_{iy}	Costos incrementales anuales de inversión en relación con la implementación de la alternativa i en cualquier año y del periodo P .
$O\&M_{iy}$	Costos incrementales anuales acumulados de operación y mantenimiento de la alternativa i en cualquier año y del periodo P .
CE_{iy}	Costos anuales acumulados de los ahorros de energía (electricidad o combustibles fósiles) relacionados la alternativa i en cualquier año y del periodo P .
GEI_i	Total de emisiones de GEI evitadas por la implementación de la alternativa i en cualquier año y del periodo P .
P	Periodo de análisis, 36 años
r	Tasa de descuento, 10 %
y	año

Considerando los siguiente:

- Los precios de los energéticos utilizados para la determinación de los costos anuales acumulados de los ahorros de energía, se presentan en el anexo D1.
- El costo incremental anual acumulado derivado de la operación y mantenimiento (O&M) de la alternativa de mitigación, corresponde al 10 % de su costo incremental anual de inversión, a menos que sea especificado.
- El tiempo de vida promedio de la alternativa de mitigación.
- Los costos incrementales anuales de inversión, así como los de operación y mantenimiento, se calcularon de manera unitaria y expresados en valor monetario por unidad de energía ahorrada (USD2007/PJ), tomando como base el total acumulado de los ahorros de energía proyectados por cada una de las alternativas de mitigación propuestas en el escenario alternativo. Dichos costos unitarios se muestran en el anexo D2.
- Un costo de mitigación con valor negativo, representa un beneficio, mientras que un valor positivo genera un costo cuando la alternativa es aplicada.

La Tabla 5.2 muestra los costos incrementales de inversión, operación y mantenimiento y de los ahorros de energía estimados en valor presente para todo el periodo de análisis, así como los costos de mitigación para cada una de las alternativas de mitigación.

Tabla 5.2. Costos de Inversión, O&M, Ahorro de Energía y de Mitigación de las diversas Alternativas de Mitigación estimadas en Valor Presente para el periodo 2014 – 2050.

Millones USD 2007					
Alternativa de Mitigación	Costo de Inversión	Costo de O&M	Costo del Ahorro de Energía	Emisiones Evitadas (MtCO _{2e})	Costo de Mitigación (USD2007/tCO _{2e})
Sistemas de monitoreo y control automatizados ^a	3.9	0.9	-937.1	38.1	-24.5
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos y quemadores) ^b	380.5	71.7	-1868.5	124.4	-10.5
Mejoramiento de los sistemas de bombeo ^c	18	4.5	-218.6	6.7	-29.5
Uso de VSD en motores y bombas eléctricos ^d	494.6	92.7	-1075	32.7	-14.9
Integración de procesos ^e	2797.1	53.1	-1041.3	55.8	32.4
Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor ^f	1717.4	196.3	-2527.8	112.2	-5.47
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores ^g	4.3	0.8	-247.6	6.8	-35.7
Hornos y calentadores eléctricos ^h	24.2	0.7	-42.3	2.2	-7.9
Controles de iluminación ⁱ	16.6	3.2	-188.5	5.9	-28.6
Cogeneración ^j	3896.4	171.6	-10713.5	226.4	-29.4
Compra energía limpia a generadores calificados ^k	30.2	0.0	0.0	10.7	2.82
ESFV ^l	529.0	100.6	-533.0	19.1	5.06
ESE ^m	41.0	7.8	-29.0	1.1	18.0
EST (60°C - 100°C) ⁿ	20.2	3.8	-52.3	6.9	-4.1
EST (290°C - 390°C) ^o	1644.5	209.5	-830.0	50.0	20.5

Elaboración Propia con base en las siguientes fuentes:

- a (DOE-OIT, 2000), (DOE, 2005b), (Hoske & Schultz, 2014)
- b (Schmid & Radgen, 2003), (SIEMENS, 2014), (TECO & Westinhouse, 2015), (Islas, Macías, & Grande, 2013)
- c (DOE, 2005a), (Hydraulic Institute, Europump, & DOE-OIT, 2001)
- d (SIEMENS, 2014), (TECO & Westinhouse, 2015)
- e (Fenwicks, Robert, & Alex, 2014), (Perederic et al., 2015)
- f (IEA, 2010), (EEA, 2005), (Shen, Price, Lu, Liu, & Tsen, 2015), (Islas, Mazini, Macias, & Grande, 2015)
- g (Van Ormer, 2012)
- h (Islas, Mazini, Macias, & Grande, 2015)
- i (Enocean Alliance, 2010)
- j (Islas, Mazini, Macias, & Grande, 2015)
- k (CENACE, 2016)
- l (CRE, 2016)
- m (Best B. et al., 2013)
- n (Islas, Mazini, Macias, & Grande, 2015)
- o (Rawlins & Ashcroft, 2013), (Turchi, Mehos, Ho, & Kolb, 2010)

De los resultados mostrados en la Tabla anterior, se observa que en general, la aplicación de todas las alternativas de mitigación, otorga beneficios por 20,304.5 millones de dólares, lo que excede los costos por 11,617.9 millones de dólares. Por lo cual un escenario bajo en carbono sin costo es posible con un beneficio económico neto de 7,769.4 millones de dólares

5.3. Curva de Costo Marginal de las Alternativas de Mitigación.

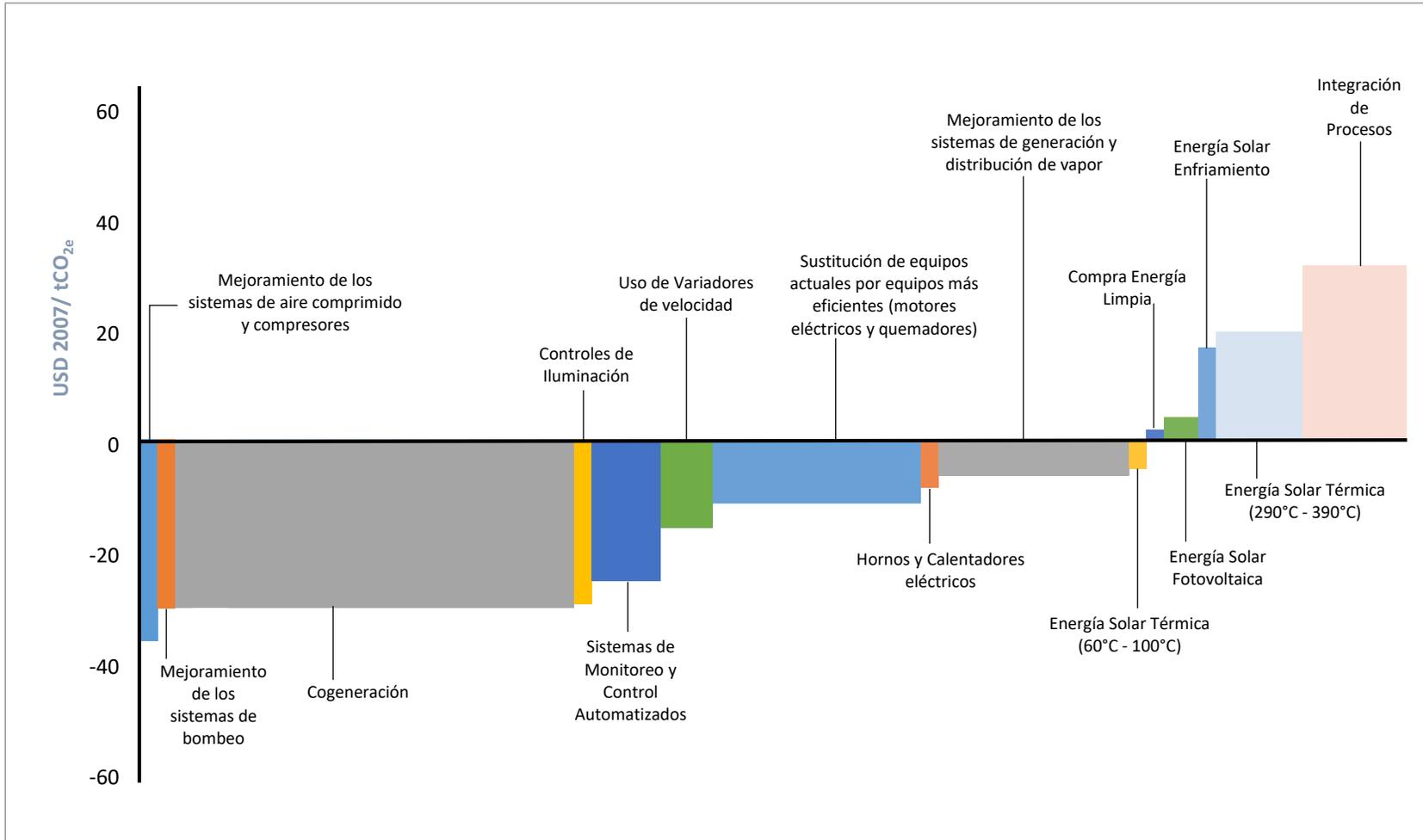
Una curva de Costo Marginal de Abatimiento (MACC, por sus siglas en inglés) representa de manera gráfica las opciones que pueden ser parte de un desarrollo bajo carbono y cuáles podrían ser los costos e impactos de estas alternativas. Una MACC presenta los costos adicionales (o "marginales") y el potencial de reducción de carbono (o "reducción") de estas opciones en relación con una línea de base (van Tilburg, Würtenberger, & Rivera, 2010). La MACC se presenta en dos dimensiones, mediante un gráfico de barras, en donde cada barra representa cada una de las alternativas de mitigación. La altura de la barra (eje Y) representa el costo de evitar 1 tonelada equivalente de CO₂ mediante la alternativa propuesta. El ancho de la barra (eje X) indica el acumulado de emisiones evitadas durante el periodo. En lado izquierdo de la curva, por debajo del eje X, se presentan las alternativas que generan beneficios económicos (valor negativo) cuando son implementadas. Por el contrario, en lado derecho de la curva, por encima del eje X, se presentan las alternativas que tienen un costo (valor positivo) al ser aplicadas (Creys, Derkach, Nyquist, Ostrowski, & Stephenson, 2007).

La Gráfica 5.4 presenta la MACC correspondiente a las 15 alternativas de mitigación de GEI consideradas en el presente trabajo, ordenadas de menor a mayor costo de

mitigación. La jerarquización de todas las alternativas para reducir emisiones de GEI consideradas según su costo de mitigación, muestra que el Mejoramiento de los Sistemas de Aire Comprimido, es la medida con mayor beneficio económico, $-35.4 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$, mientras que la Cogeneración, es la que más emisiones reduce, 226.4 MtCO_{2e} , con un beneficio de $-29.4 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$. Por el otro extremo de la Gráfica, la alternativa de Integración de Procesos es la de mayor costo, $32.4 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$ y coincide con ser la que más emisiones mitiga, 55.8 MtCO_{2e} .

En lo que respecta a las Energías Renovables, la Energía Solar Térmica en un rango de temperatura entre los 60°C y los 100°C es la única alternativa que resulta en beneficio, con valor de $-4.3 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$ al mitigar 6.9 MtCO_{2e} . Sin embargo, considerando que en la región el precio del carbono se encuentra entre los 12 y los 20 $\text{USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$ para Canadá y entre los 10 y 11 $\text{USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$ para EUA (World Bank, 2016). Además de las iniciativas privadas adoptadas por diversas empresas, las cuales fijan un precio interno para el carbono, ejemplos de esto son Exxon Mobil (EUA) e Imperial Oil (Canadá), donde ambas fijaron un precio interno de $70 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$ (CDP, 2016), el resto de las alternativas relacionadas a las energías renovables, tienen un costo bastante competitivo y costeable, como es el caso de la Energía Solar Fotovoltaica con un costo de $5 \text{ USD}_{2007}/\text{tCO}_{2e}$, tomando en cuenta que en México, el mercado de carbono iniciará en 2018.

Gráfica 5.4. Curva del Costo Marginal de Mitigación 2014 – 2050.



Fuente: Elaboración Propia

5.4. El escenario de transición en comparación con las metas programáticas en materia de emisiones de GEI.

La oportunidad de aplicar las diversas medidas de mitigación incluidas en el escenario de transición analizado en el presente trabajo, resalta al comparar los resultados obtenidos, expresados en porcentajes de abatimiento de emisiones de GEI, respecto la Ley General de Cambio Climático (LGCC), así como con las metas condicionada y no condicionada establecidas en las contribuciones intencionales propuestas por México en la COP 21 (UNFCC, 2015). Esto para el caso en que dichas metas fueran aplicadas directamente sobre la IQM (DOF, 2012). En este trabajo se han presentado 15 alternativas de mitigación que, aplicadas de manera agregada, conforman un escenario de transición hacia un desarrollo de la industria química mexicana baja en emisiones de GEI. El efecto de la aplicación de este escenario en la reducción de emisiones de la IQM se observa en la Tabla 5.3, hacia el año 2020, supera en un 12 % el nivel de reducción del 30 % establecido en la LGCC, mientras que para el año 2030 el escenario de transición presenta una reducción del 62 %, siendo superior en un 40 % a las contribuciones no condicionadas y en un 26 % a las contribuciones condicionadas propuestas.

Tabla 5.3. Comparación entre las metas del escenario de transición y las metas nacionales de reducción de emisiones de GEI.

Instrumento	Referencia	Metas Nacionales				Escenario de Transición			
		2020	2024	2030	2035	2020	2024	2030	2035
LGCC	Línea Base	30%				42%			
INDC no condicionada	Línea Base			22%				62%	
INDC condicionada	Línea Base			36%				62%	

Fuente: Elaboración Propia con información de (DOF, 2012; UNFCC, 2015).

6. Conclusiones Generales.

Conclusiones.

Durante el periodo comprendido entre los años 2004 y 2014, el consumo energético de la IQM aumentó en un 2.3 %, lo que provoco que las emisiones de GEI relacionadas con esta industria tanto directas como indirectas aumentaran en conjunto un 12.6 %. Teniendo como principal fuente energética al Gas Seco, el cual aumento su participación dentro de la mezcla de combustibles en un 18.1 %, lo que representó un incremento del 48.7 % en sus emisiones, mientras que el consumo de energía eléctrica, la segunda fuente energética de mayor uso, disminuyó su participación en un 8.8 %, lo que redujo sus emisiones en un 5.9 %.

La elaboración del Escenario Base parte de considerar una TMCA del 3.9 % tanto para el consumo energético como para las emisiones de GEI, ambos relacionados a la IQM, derivado de una sustitución de importaciones en un 25 %. El escenario de emisiones resultante refleja que las emisiones de GEI aumentan en casi 3 veces hacia el año 2050, teniendo como principales fuentes de emisión al gas seco y a la energía eléctrica. Mientras que, por uso final, dichas emisiones, se generan en mayor proporción en calderas de vapor y en motores eléctricos.

En conjunto, en este escenario de transición se presenta un portafolio de 15 alternativas de mitigación basadas en el uso de energías renovables y de ahorro y uso eficiente de la energía, que pueden implementarse en la Industria Química Mexicana y evitar alrededor de 677 MtCO_{2e} durante los próximos 36 años.

Este resultado muestra que es posible y viable transitar hacia una IQM baja en emisiones de GEI mediante la aplicación de tecnologías de aprovechamiento de

energías renovables, si estas son acompañadas de medidas de ahorro y uso eficiente de energía.

Consideradas de manera agregada, las alternativas de mitigación arrojan un costo total de inversión adicional de 11,618 millones de dólares que tendría que hacer la IQM en los próximos 36 años, lo que se traduce en una inversión adicional anual de 323 millones de dólares, con costos de operación y mantenimiento por un total de 917 millones de dólares, lo que representa alrededor de 26 millones de dólares por año. Por el contrario, los consumos energéticos evitados, arrojan ahorros totales por 20,305 millones de dólares, lo que significa 564 millones de dólares ahorrados anualmente en el consumo de energéticos, con lo que el escenario de transición arroja un beneficio total de 7,769 millones de dólares, lo que se traduce en poco más de 215 millones de dólares de ahorro cada año. De acuerdo con estos resultados, este escenario de transición, es un escenario que no tiene costo para la IQM.

Como resultado de la aplicación de las diversas opciones de mitigación, las emisiones de GEI se reducen a una tasa 0.19 % anual, lo que implica la posibilidad de desacoplar el crecimiento económico del de emisiones de GEI. Derivado de esto, las alternativas de mitigación consideradas superan las metas de reducción de emisiones de GEI planteadas en la LGCC en un 12 %, al reducir el equivalente al 42 % de las emisiones para el año 2030. Mientras que en lo que respecta a las metas establecidas en las INDC mexicanas, las reducciones superan en un 40 % las metas no condicionadas y en un 26 % las metas condicionadas.

Si bien, los beneficios de las alternativas de mitigación propuestas en el presente trabajo, son visibles, su aplicación requiere de un trabajo en conjunto entre los sectores público y privado que optimice la toma de decisiones para crear el camino hacia una industria química mexicana baja en carbono sin limitar su desarrollo, convirtiéndola en una industria más competitiva en los años por venir.

ANEXOS

Anexo A1. Precio promedio de venta al público de petroquímicos seleccionados (dólares de 2007 por tonelada)												
Petroquímico/Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Variación 2014-2004
Acrilonitrilo	1307.8	1662.8	1615.0	1619.4	1777.9	1586.9	1877.6	2097.2	1826.1	2012.8	1991.1	52.3
Amoniaco	311.2	355.5	317.3	305.9	488.8	294.7	354.0	443.1	495.1	427.8	417.1	34.0
Cloruro de Vinilo	702.5	873.5	741.5	638.7	680.9	535.2	695.1	677.6	688.0	666.3	-	-5.1
Estireno	1353.8	1437.9	1415.0	1432.3	1496.5	1110.8	1396.4	1467.0	1623.2	1775.2	1605.6	18.6
Monoetilenglicol, GF	907.9	983.6	888.3	1026.6	940.9	733.4	941.4	1124.3	1068.0	1099.9	966.5	6.4
Hexano	520.4	781.1	898.1	768.6	1080.5	865.6	932.7	1011.0	1307.4	1148.6	863.9	66.0
Polietileno A.D.	1006.5	1343.0	1401.5	1308.5	1423.9	1080.1	1301.5	1314.6	1366.3	1444.5	1586.2	57.6
Polietileno B.D.	1232.4	1524.1	1399.7	1407.0	1541.7	1200.8	1651.5	1523.4	1447.4	1480.9	1649.5	33.8
Polietileno lineal B.D.	-	-	1319.3	1287.8	1409.3	1129.6	1407.6	1372.4	1383.1	1428.1	1552.4	17.7
Tolueno	688.5	833.2	901.8	975.0	986.3	809.7	923.3	1105.0	1285.0	1239.2	1116.4	62.1
Promedio	892.3	1088.3	1089.7	1077.0	1182.7	934.7	1148.1	1213.6	1248.9	1272.4	1305.4	34.3

Anexo A2. Variación Anual del precio promedio de venta al público de petroquímicos seleccionados (porcentaje)												
Petroquímico/Año	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	TMCA
Acrilonitrilo	28.3	27.1	-2.9	0.3	9.8	-10.7	18.3	11.7	-12.9	10.2	-1.1	7.1
Amoniaco	15.7	14.2	-10.7	-3.6	59.8	-39.7	20.1	25.2	11.7	-13.6	-2.5	7.0
Cloruro de Vinilo	21.6	24.3	-15.1	-13.9	6.6	-21.4	29.9	-2.5	1.5	-3.1	0.0	2.5
Estireno	47.0	6.2	-1.6	1.2	4.5	-25.8	25.7	5.1	10.6	9.4	-9.6	6.6
Monoetilenglicol, GF	47.4	8.3	-9.7	15.6	-8.4	-22.1	28.4	19.4	-5.0	3.0	-12.1	5.9
Hexano	32.4	50.1	15.0	-14.4	40.6	-19.9	7.8	8.4	29.3	-12.1	-24.8	10.2
Polietileno A.D.	32.9	33.4	4.4	-6.6	8.8	-24.1	20.5	1.0	3.9	5.7	9.8	8.2
Polietileno B.D.	42.5	23.7	-8.2	0.5	9.6	-22.1	37.5	-7.8	-5.0	2.3	11.4	7.7
Polietileno lineal B.D.	0.0	0.0	0.0	-2.4	9.4	-19.8	24.6	-2.5	0.8	3.3	8.7	2.0
Tolueno	74.0	21.0	8.2	8.1	1.2	-17.9	14.0	19.7	16.3	-3.6	-9.9	11.9
Promedio	34.2	20.8	-2.1	-1.5	14.2	-22.4	22.7	7.8	5.1	0.1	-3.0	6.9

**Anexo B1. Histórico (2004-2104) y Escenario Tendencial (2015-2050) de Crecimiento y de Participación
en el PIB para la IQM (millones de dólares de 2007)**

Año	PIB Nacional	VAB IQM	Participación
2004	834,877	15,549	1.9
2005	860,173	17,388	2.0
2006	903,193	17,962	2.0
2007	931,605	18,736	2.0
2008	944,638	17,901	1.9
2009	900,238	15,872	1.8
2010	946,218	16,833	1.8
2011	984,525	18,903	1.9
2012	1,024,064	19,573	1.9
2013	1,037,826	19,960	1.9
2014	1,060,463	18,631	1.8
2015	1,098,640	18,910	1.7
2016	1,098,640	19,194	1.7
2017	1,138,191	19,482	1.7
2018	1,179,165	19,774	1.7
2019	1,221,615	20,070	1.6
2020	1,265,594	20,372	1.6
2021	1,311,155	20,677	1.6
2022	1,358,357	20,987	1.5
2023	1,407,257	21,302	1.5
2024	1,457,919	21,622	1.5
2025	1,510,404	21,946	1.5
2026	1,564,778	22,275	1.4
2027	1,621,110	22,609	1.4
2028	1,679,470	22,948	1.4
2029	1,739,931	23,293	1.3
2030	1,802,569	23,642	1.3
2031	1,867,461	23,997	1.3
2032	1,934,690	24,357	1.3
2033	2,004,339	24,722	1.2
2034	2,076,495	25,093	1.2
2035	2,151,249	25,469	1.2
2036	2,228,694	25,851	1.2
2037	2,308,926	26,239	1.1
2038	2,392,048	26,633	1.1
2039	2,478,162	27,032	1.1
2040	2,567,375	27,437	1.1
2041	2,659,801	27,849	1.0
2042	2,755,554	28,267	1.0
2043	2,854,754	28,691	1.0
2044	2,957,525	29,121	1.0
2045	3,063,996	29,558	1.0
2046	3,174,300	30,001	0.9
2047	3,288,574	30,451	0.9
2048	3,406,963	30,908	0.9
2049	3,529,614	31,372	0.9
2050	3,656,680	31,842	0.9

Anexo B2. Histórico (2004-2014) y Escenario Alternativo (basado en una sustitución del 25 % de las importaciones de materia prima) de Crecimiento y de Participación en el PIB para la IQM 2015-2050

Año	PIB Nacional	VAB IQM	Participación
2004	834,877	15,549	1.9
2005	860,173	17,388	2.0
2006	903,193	17,962	2.0
2007	931,605	18,736	2.0
2008	944,638	17,901	1.9
2009	900,238	15,872	1.8
2010	946,218	16,833	1.8
2011	984,525	18,903	1.9
2012	1,024,064	19,573	1.9
2013	1,037,826	19,960	1.9
2014	1,060,463	18,631	1.8
2015	1,098,640	19,353	1.8
2016	1,138,191	20,102	1.8
2017	1,179,165	20,881	1.8
2018	1,221,615	21,690	1.8
2019	1,265,594	22,530	1.8
2020	1,311,155	23,403	1.8
2021	1,358,357	24,310	1.8
2022	1,407,257	25,252	1.8
2023	1,457,919	26,230	1.8
2024	1,510,404	27,246	1.8
2025	1,564,778	28,301	1.8
2026	1,621,110	29,398	1.8
2027	1,679,470	30,537	1.8
2028	1,739,931	31,720	1.8
2029	1,802,569	32,949	1.8
2030	1,867,461	34,225	1.8
2031	1,934,690	35,551	1.8
2032	2,004,339	36,928	1.8
2033	2,076,495	38,359	1.8
2034	2,151,249	39,845	1.9
2035	2,228,694	41,388	1.9
2036	2,308,926	42,991	1.9
2037	2,392,048	44,657	1.9
2038	2,478,162	46,387	1.9
2039	2,567,375	48,184	1.9
2040	2,659,801	50,051	1.9
2041	2,755,554	51,990	1.9
2042	2,854,754	54,004	1.9
2043	2,957,525	56,096	1.9
2044	3,063,996	58,269	1.9
2045	3,174,300	60,526	1.9
2046	3,288,574	62,871	1.9
2047	3,406,963	65,306	1.9
2048	3,529,614	67,836	1.9
2049	3,656,680	70,464	1.9
2050	3,788,320	73,194	1.9

Anexo C1. Formato de encuesta aplicada en la primera ronda.

Instrucciones: Conteste cada pregunta, según se indique.

- 1. ¿En qué porcentaje considera que las siguientes opciones y tecnologías de ahorro de energía se utilizan actualmente en su empresa?**

	0%	10%	20%	30%	50%	70%	90%	100%
Sistemas de monitoreo y control automatizados								
Aislamiento en Calderas y sistemas de distribución de vapor								
Trampas de vapor								
Eliminación de fugas en sistemas de distribución de vapor								
Eliminación de fugas en sistemas de aire comprimido								
Recuperación de gases de combustión (calderas)								
Eliminación de fugas en gases de combustión (calderas)								
Recuperación de condensados (calderas)								
Recuperación de vapor de purga (calderas)								
Variadores de velocidad en motores eléctricos								
Controles de iluminación								
Hornos y calentadores eléctricos								
Cogeneración								
Integración de procesos								

- 2. Indique para cada año el porcentaje (0% a 100%) en el que las siguientes opciones de ahorro de energía o tecnologías de energía renovable podrían desarrollarse en la Industria Química Mexicana.**

	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sistemas de monitoreo y control automatizados								
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores y bombas eléctricos, hornos, quemadores, calderas)								
Variadores de velocidad en motores y bombas eléctricos								
Integración de Procesos								
Cogeneración								
Compra de Energía Limpia								
Energía Solar Fotovoltaica								
Energía Solar para enfriamiento								
Energía Solar Térmica para precalentamiento de agua (60 – 100)°C								
Energía Solar Térmica para generación de calor (290 – 390)°C								

¡Gracias por su atención y el tiempo invertido en contestar esta encuesta!

Anexo C2. Formato de encuesta aplicada en la segunda ronda.

A continuación, se presentan en la Tabla 1 los resultados de las medianas obtenidas de la primera encuesta en la que nos hicieron el favor de participar sobre el potencial de desarrollo de Opciones de Mitigación de GEI que pueden aplicarse a la Industria Química en México.

Tabla 1

Opción de Mitigación de GEI	Base	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sistemas de Monitoreo y Control Automatizados	70%	70%	70%	95%	100%	100%	100%	100%	100%
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores y bombas eléctricos, hornos, quemadores, calderas)	58%	65%	70%	85%	90%	100%	100%	100%	100%
Mejoramiento de los Sistemas de Bombeo	50%	60%	75%	79%	100%	100%	100%	100%	100%
Uso de VSD en Motores y Bombas eléctricos	50%	60%	75%	79%	100%	100%	100%	100%	100%
Integración de Procesos	30%	40%	46%	50%	56%	70%	70%	80%	100%
Cogeneración	30%	40%	40%	51%	70%	80%	80%	85%	90%
Compra Energía Limpia a Generadores Calificados	0%	20%	35%	55%	93%	96%	100%	100%	100%
Energía Solar Fotovoltaica	0%	30%	45%	60%	70%	80%	90%	90%	100%
Energía Solar para Enfriamiento	0%	20%	30%	40%	56%	65%	70%	70%	80%
Energía Solar Térmica (60°C - 100°C)	0%	40%	50%	60%	80%	80%	90%	90%	100%
Energía Solar Térmica (290°C - 390°C)	0%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	70%	70%
Mejoramiento de Sistemas de Generación y Distribución de Vapor	90%	90%	90%	95%	95%	100%	100%	100%	100%
Mejoramiento de los Sistemas de Aire Comprimido y Compresores	90%	90%	95%	98%	100%	100%	100%	100%	100%
Hornos y Calentadores Eléctricos	20%	22%	35%	46%	59%	64%	65%	70%	70%
Controles de Iluminación	50%	50%	70%	85%	90%	100%	100%	100%	100%

Con el objetivo de completar el ejercicio Delphi para lograr consensos más amplios y tomando como referencia las medianas de la tabla anterior, les pido completar la Tabla 2 de acuerdo con el siguiente criterio:

- 1 = Considero que el valor correcto es menor a la mediana de la Tabla 1
- 2 = Considero que el valor correcto es igual o mayor a la mediana de la Tabla 1

Tabla 2

Opción de Mitigación de GEI	Base	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Sistemas de Monitoreo y Control Automatizados									
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores y bombas eléctricos, hornos, quemadores, calderas)									
Mejoramiento de los Sistemas de Bombeo									
Uso de VSD en Motores y Bombas eléctricos									
Integración de Procesos									
Cogeneración									
Compra Energía Limpia a Generadores Calificados									
Energía Solar Fotovoltaica									
Energía Solar para Enfriamiento									
Energía Solar Térmica (60°C - 100°C)									
Energía Solar Térmica (290°C - 390°C)									
Mejoramiento de Sistemas de Generación y Distribución de Vapor									
Mejoramiento de los Sistemas de Aire Comprimido y Compresores									
Hornos y Calentadores Eléctricos									
Controles de Iluminación									

¡Gracias por su atención y el tiempo invertido en contestar esta encuesta!

Anexo C3. Coeficientes de variación por alternativa de mitigación obtenidos del análisis de la segunda ronda de encuestas.

Alternativa	Coeficiente de Variación									Promedio
	Base	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050	
Sistemas de Monitoreo y Control Automatizados	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos y quemadores)	0.2	0.3	0.2	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Mejoramiento de los sistemas de bombeo	0.2	0.3	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.1
Uso de VSD en motores y bombas eléctricos	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Integración de procesos	0.2	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2	0.2
Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores	0.0	0.3	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2
Hornos y Calentadores eléctricos	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.1
Controles de Iluminación	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Cogeneración	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.3	0.2
Compra Energía Limpia a Generadores Calificados	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.0	0.0	0.2
Energía Solar Fotovoltaica	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Energía Solar para enfriamiento	0.3	0.0	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Energía Solar Térmica (60°C - 100°C)	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3
Energía Solar Térmica (290°C - 390°C)	0.3	0.0	0.0	0.3	0.0	0.3	0.3	0.3	0.3	0.2
Promedio	0.2	0.2	0.2	0.0	0.0	0.3	0.2	0.3	0.3	0.2

Anexo D1. Costos de los energéticos para el periodo 2014 – 2050.

Costo de los Energéticos USD2007/GJ						
Tipo de Energético						
Año	Diésel	Combustóleo	Gas seco	Coque de petróleo	Gas LP	Electricidad
2014	143.0	76.4	3.5	0.0	0.4	29.5
2015	143.6	76.7	3.5	0.0	0.4	29.5
2016	144.2	77.0	3.5	0.0	0.4	29.5
2017	144.7	77.3	3.5	0.0	0.4	29.5
2018	145.3	77.7	3.6	0.0	0.4	29.5
2019	145.9	78.0	3.6	0.0	0.4	29.5
2020	146.5	78.3	3.6	0.0	0.4	29.5
2021	147.1	78.6	3.6	0.0	0.4	29.5
2022	147.7	78.9	3.6	0.0	0.4	29.5
2023	148.3	79.2	3.6	0.0	0.4	29.5
2024	148.9	79.6	3.7	0.0	0.4	29.5
2025	149.5	79.9	3.7	0.0	0.4	29.5
2026	150.1	80.2	3.7	0.0	0.4	29.5
2027	150.7	80.5	3.7	0.0	0.4	29.5
2028	151.3	80.8	3.7	0.0	0.4	29.5
2029	151.9	81.2	3.7	0.0	0.4	29.5
2030	152.5	81.5	3.7	0.0	0.4	29.5
2031	153.1	81.8	3.8	0.0	0.4	29.5
2032	153.7	82.2	3.8	0.0	0.4	29.5
2033	154.4	82.5	3.8	0.0	0.4	29.5
2034	155.0	82.8	3.8	0.0	0.4	29.5
2035	155.6	83.2	3.8	0.0	0.4	29.5
2036	156.2	83.5	3.8	0.0	0.4	29.5
2037	156.9	83.8	3.8	0.0	0.4	29.5
2038	157.5	84.2	3.9	0.0	0.4	29.5
2039	158.1	84.5	3.9	0.0	0.4	29.5
2040	158.8	84.8	3.9	0.0	0.4	29.5
2041	159.4	85.2	3.9	0.0	0.4	29.5
2042	160.0	85.5	3.9	0.0	0.4	29.5
2043	160.7	85.9	3.9	0.0	0.4	29.5
2044	161.3	86.2	4.0	0.0	0.5	29.5
2045	162.0	86.6	4.0	0.0	0.5	29.5
2046	162.6	86.9	4.0	0.0	0.5	29.5
2047	163.3	87.3	4.0	0.0	0.5	29.5
2048	164.0	87.6	4.0	0.0	0.5	29.5
2049	164.6	88.0	4.0	0.0	0.5	29.5
2050	165.3	88.3	4.1	0.0	0.5	29.5

Anexo D2. Costos unitarios para las alternativas de mitigación propuestas para el escenario de alternativo.

Costos unitarios por alternativa de mitigación (millones de USD2007/PJ)			
Alternativa	Tipo de Costo		Tiempo de vida promedio (años)
	Inversión	O & M	
Sistemas de Monitoreo y Control Automatizados	0.5	0.11	10
Sustitución de equipos actuales por equipos más eficientes (motores eléctricos y quemadores)	14.3	2.6	10
Mejoramiento de los sistemas de bombeo	19.5	4.9	15
Uso de VSD en motores y bombas eléctricos	18.9	3.5	15
Integración de procesos	5.3	0.13	20
Mejoramiento de los sistemas de generación y distribución de vapor	38.6	2.4	10
Mejoramiento de los sistemas de aire comprimido y compresores	5.1	0.5	10
Hornos y Calentadores eléctricos	0.38	0.015	20
Controles de Iluminación	18.4	1.8	10
Cogeneración	84.0	3.7	20
Compra Energía Limpia a Generadores Calificados			
Energía Solar Fotovoltaica	1.8	0.2	20
Energía Solar para enfriamiento	289.2	29	10
Energía Solar Térmica (60°C - 100°C)	11.9	0.12	10
Energía Solar Térmica (290°C - 390°C)	1.3	0.07	20

Referencias.

Capítulo 1.

- ACC. (2015a). Global Business of Chemistry. In *Guide to the Business of Chemistry* (pp. 30–37).
- ACC. (2015b). U.S. Trade in the Business of Chemistry. In *Guide to the Business of Chemistry* (pp. 41–47).
- IEA, & ICCA. (2013). Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes, 1–60.
- INECC. (2013). Inventario de Gases y Compuestos de Efecto Invernadero, 24.
- INEGI. (2015). Banco de Información Económica (BIE).
- Islas, J., Manzini, F., Macías, P., & Grande, G. (2015). *Hacia un Sistema Energético Mexicano Bajo en Carbono* (Primera). Reflexio/Ediciones, Academia y Comunicación.
- OCDE. (2012). *OECD Environmental Outlook to 2050. The Consequences of Inaction*. <http://doi.org/DOI:10.1787/9789264122246-en>
- PNUD. (2015). *Elementos hacia una estrategia de desarrollo bajo en emisiones para la industria química en México*.
- SENER. (2015). Sistema de Información Energética.
- U.S. GAO. (2009). *Observations on Improving the Toxic Substances Control Act*. <http://doi.org/http://www.gao.gov/assets/130/123792.pdf>
- UNEP. (2013). *Global Chemicals Outlook: Towards Sound Management of Chemicals*. <http://doi.org/978-92-807-3320-4>
- UNFCCC. (2015). Intended Nationally Determined Contributions (INDCs). México.

Capítulo 2.

- ACC. American Chemistry Council. (2015a). Global Business of Chemistry. In *Guide to the Business of Chemistry* (pp. 30–37).
- ACC. American Chemistry Council. (2015b). U.S. Trade in the Business of

Chemistry. In *Guide to the Business of Chemistry* (pp. 41–47).

- ANIQ. Asociación Nacional de la Industria Química. (2015). *Anuario Estadístico de la Industria Química*.
- ANIQ. Asociación Nacional de la Industria Química. (2016). *Elementos hacia una estrategia de desarrollo bajo en emisiones para la industria química en México*.
- Cayuela, R. (2013). *The Future of Chemical Industry by 2050*. Wiley-VCH. <http://doi.org/10.1002/3527608834>
- CEFIC. European Chemical Industry Council. [en línea]. Facts and Figures [consultado el 03 de marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.cefic.org/Facts-and-Figures/>
- CME Group [en línea]. Energy Futures Prices - Delayed Quotes [consultado el 15 de febrero de 2016]. Disponible en: <http://www.cmegroup.com/market-data/delayed-quotes/energy.html>
- Davis, N. (2015). Oil collapse consequences. *ICIS Chemical Business*, (September), 26–29.
- Deloitte. (2010). *The decade ahead: Preparing for an unpredictable future in the global chemical industry*. Deloitte.
- EIA. (2016). Annual Energy Outlook 2016. *Office of Integrated and International Energy Analysis*.
- Festel, G. (2005). The Global Chemical Industry. In *The Chemical and Pharmaceutical Industry in China* (1 Ed., pp. 3–7). Germany: Springer-Verlag.
- ICIS. Independent Chemical Information Service. (2015, September). Special Report ICIS Top 100 Chemical Companies. *ICIS Chemical Business*, 30–35.
- IMF. Fondo Monetario Internacional [en línea]. IMF Data [consultado el 02 de marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.imf.org/en/data>
- INEGI. Instituto Nacional de Estadística y Geografía. (2013). *Sistema de Clasificación Industrial de América del Norte (SIAN) México, 2013*.
- INEGI. Instituto Nacional de Estadística y Geografía [en línea]. Banco de Información Económica (BIE)
- ISED Canada. Innovation, Science and Economic Development Canada [en

línea]. Trade Data Online (TDO) [consultado el 20 de febrero de 2016]. Disponible en: <http://www.ic.gc.ca/eic/site/tdo-dcd.nsf/eng/Home>

- OCDE. Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos. (2001). *OECD Environmental Outlook for the Chemicals Industry*.
- OCDE. Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos. (2012). *OECD Environmental Outlook to 2050. The Consequences of Inaction*.
- OPEC. Organización de Países Exportadores de Petróleo. (2016). *World Oil Outlook*.
- PEMEX. Petróleos Mexicanos. (Varios Años). *Anuario Estadístico*
- Perez, A. (2004). *La competitividad de la industria petroquímica en México*. Universidad Autónoma Nacional de México.
- PwC. Pricewaterhouse Coopers [en línea] The Global Innovation 1000: Comparison of R&D Spending by Regions and Industries.tle. [consultado el 06 de marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.strategyand.pwc.com/global/home/what-we-think/innovation1000/rd-intensity-vs-spend-2014>
- Rightor, E. G., & Tway, C. L. (2015). Global energy & emissions reduction potential of chemical process improvements. *Catalysis Today*, 258, 226–229. <http://doi.org/10.1016/j.cattod.2015.02.023>
- SENER. Secretaría de Energía. (2015). *Prospectiva de Petróleo Crudo, y Petrolíferos. Prosepectivas de Gas Natural y Gas L.P 2015-2029*.
- SENER. Secretaría de Energía [en línea]. Sistema de Información Energética (SIE).
- SHCP/SEMARNAT. Secretaría de Hacienda y Crédito Público/Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (2009). *La Economía del Cambio Climático en México Síntesis. Coordinador: Dr. Luis Miguel Galindo*.
- STATCAN. Statistics Canada [en línea]. Manufacturing. Chemicals, Plastics and Rubber [consultado el 20 de febrero de 2016]. Disponible en: <http://www5.statcan.gc.ca/subject-sujet/subtheme-soustheme?pid=4005&id=512&lang=eng&more=0>

- U.S. BEA. Bureau of Economic Analysis [en línea]. U.S. Economic Accounts [consultado el 20 de marzo de 2016]. Disponible en: <http://www.bea.gov/>
- U.S. EPA. Environmental Protection Agency. (1995). *Profile of the Inorganic Chemical Industry*.
- U.S. EPA. Environmental Protection Agency. (2002). *Profile of the Organic Chemical Industry, 2nd Edition*.
- U.S. GAO. Government Accountability Office. (2009). *Observations on Improving the Toxic Substances Control Act*. <http://doi.org/http://www.gao.gov/assets/130/123792.pdf>
- U.S. ITA. International Trade Administration [en línea]. Trade Statics. Disponible en: http://www.trade.gov/mas/ian/tradestatistics/index.asp#P11_403
- UNEP. Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente. (2013). *Global Chemicals Outlook: Towards Sound Management of Chemicals*. <http://doi.org/978-92-807-3320-4>

Capítulo 3.

- ALPEK. (2014). *Informe anual*. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.00>
- ANG, B. ., Zhang, F. ., & Choi, K.-H. (1998). Factorizing changes in energy and environmental indicators through decomposition. *Energy*, 23(6), 489–495. [http://doi.org/10.1016/S0360-5442\(98\)00016-4](http://doi.org/10.1016/S0360-5442(98)00016-4)
- Ang, B. W. (2005). The LMDI approach to decomposition analysis: A practical guide. *Energy Policy*, 33(7), 867–871. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2003.10.010>
- Ang, B. W. (2015). LMDI decomposition approach: A guide for implementation. *Energy Policy*, 86, 233–238. <http://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.07.007>
- Ang, B. W., & Liu, F. L. (2001). A new energy decomposition method: Perfect in decomposition and consistent in aggregation. *Energy*, 26(6), 537–548. [http://doi.org/10.1016/S0360-5442\(01\)00022-6](http://doi.org/10.1016/S0360-5442(01)00022-6)
- Ang, B. W., & Zhang, F. Q. (2000). A survey of index decomposition analysis in energy and environmental studies. *Energy*, 25(12), 1149–1176.

[http://doi.org/10.1016/S0360-5442\(00\)00039-6](http://doi.org/10.1016/S0360-5442(00)00039-6)

- ANIQ. Asociación Nacional de la Industria Química (2015). *Anuario Estadístico de la Industria Química*.
- CONAE. Comisión Nacional para el Ahorro de Energía (1995). *Perfiles Energéticos de la Industria Química y Alimenticia*.
- CRE. Comisión Reguladora de Energía (2016). Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica. Retrieved February 4, 2016, from www.cre.gob.mx/documento/1814.xlsx
- DOE-OIT. (2002). United States Industrial Electric Motor Systems Market Opportunities Assessment, (December).
- GEI México. (2015). Factores de Emisión Eléctrico. Consultado el 8 de octubre de 2015. Disponible en <http://www.geimexico.org/factor.html>
- IEA. (2007). *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO2 Emissions*. <http://doi.org/10.1787/9789264030404-en>
- IEA, & ICCA. (2013). Technology Roadmap Energy and GHG Reductions in the Chemical Industry via Catalytic Processes, 1–60.
- INEGI. Instituto Nacional de Estadística y Geografía (2015). Banco de Información Económica (BIE).
- IPCC. (2006). Chapter 2: Stationary Combustion. *2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*, 47. [http://doi.org/10.1016/S0166-526X\(06\)47021-5](http://doi.org/10.1016/S0166-526X(06)47021-5)
- IPCC. (2014). *Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Core Writing Team, R.K. Pachauri and L.A. Meyer*. <http://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Islas, J., Manzini, F., Macías, P., & Grande, G. (2015). *Hacia un Sistema Energético Mexicano Bajo en Carbono* (Primera). Reflexio/Ediciones, Academia y Comunicación.
- Liu, X. Q., Ang, B. W., & Ong, H. L. (1992). The Application of the Divisia Index to the Decomposition of Changes in Industrial Energy Consumption. *The Energy Journal*, 13(3), 161–177.
- MEXICHEM. (2014). *Informe Anual*.

- Patel, M., Neelis, M., Gielen, D., Olivier, J., Simmons, T., & Theunis, J. (2005). Carbon dioxide emissions from non-energy use of fossil fuels: Summary of key issues and conclusions from the country analyses. *Resources, Conservation and Recycling*, 45(3), 195–209. <http://doi.org/10.1016/j.resconrec.2005.05.002>
- PEMEX. Petroleos Mexicanos (2014). Anuario Estadístico 2003-2013, 1–139.
- PEMEX. Petroleos Mexicanos (2015). Anuario Estadístico 2014.
- SENER. Secretaría de Energía (2015a). *Balance Nacional de Energía 2014*.
- SENER. Secretaría de Energía (2015b). Sistema de Información Energética.
- UNIGEL. (2015). Productos. Retrieved May 7, 2015, from <http://www.unigel.com.mx/index.php/productos>
- Weiss, M., Neelis, M., Blok, K., & Patel, M. (2009). Non-energy use of fossil fuels and resulting carbon dioxide emissions: Bottom-up estimates for the world as a whole and for major developing countries. *Climatic Change*, 95(3–4), 369–394. <http://doi.org/10.1007/s10584-009-9562-x>
- Xu, X. Y., & Ang, B. W. (2013). Index decomposition analysis applied to CO2 emission studies. *Ecological Economics*, 93, 313–329.

Capítulo 4.

- Almeida de, A.; Fong, J. (2011). *Best Practices in Energy Efficient Industrial Technologies Motor Systems*.
- ANIQ. Asociación Nacional de la Industria Química (2015). *Elementos hacia una estrategia de desarrollo bajo en emisiones para la industria química en México*.
- Atlas-Copco. (2010). Special Report: Compresed Air. *Chemical Processing*, 1–8. <http://doi.org/10.1161/STROKEAHA.115.008782>
- Barnish, T. J., Muller, M. R., & Kasten, D. J. (1997). Motor Maintenance: a Survey of Techniques and Results, 287–297.
- Best B., R., Aceves H., J. M., Islas S., J. M., Manzini P., F. L., Pilatowsky F., I., Scoccia, R., & Motta, M. (2013). Solar cooling in the food industry in Mexico: A case study. *Applied Thermal Engineering*, 50(2), 1447–1452.

<http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.036>

- Bloss, D., Bockwinkel, R., & Rivers, N. (1997). Capturing Energy Savings with Steam Traps. *Proceedings of the 1997 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, 559–563.
- Boyle, G. (2012). *Renewable energy : power for a sustainable future* (Tercera ed). Oxford Press en asociación con Open University.
- Chimres, N., & Wongwises, S. (2016). Critical review of the current status of solar energy in Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 198–207. <http://doi.org/10.1016/j.rser.2015.11.005>
- Cunha da, I. F. (2007). *Compressed Air. Energy Efficiency Reference Guide*.
- Dalkey, N., & Helmer, O. (1962). An Experimental Application of the Delphi Method to the Use of Experts. *Management Science*. <http://doi.org/10.1287/mnsc.9.3.458>
- DOE. (2005). *Petroleum Best Practices Plant-Wide Assessment Case Study Valero: Houston Refinery Uses Plant-Wide Assessment to Develop an Energy Optimization and Management System*.
- DOE. (2012a). Improve Your Boiler's Combustion Efficiency. <http://doi.org/DOE/GO-102012-3405> • January 2012
- DOE. (2012b). *Upgrade Boilers with Energy-Efficient Burners*.
- DOE-OIT. (2000). *Advanced Process Analysis for Petroleum Refining*.
- DOE-OIT. (2002). United States Industrial Electric Motor Systems Market Opportunities Assessment, (December).
- DOF. Diario Oficial de la Federación (2012). Ley General de Cambio Climático, 1–44.
- DOF. Diario Oficial de la Federación (2014). *Decreto por el que se expiden la Ley la Industria Eléctrica, la Ley de Energía Geotérmica y se adicionan y reforman diversas disposiciones de la Ley de Aguas Nacionales*.
- EIA. (2016). *Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2016*.
- Einstein, D., Worrell, E., & Khrushch, M. (2001). *Steam systems in industry: Energy use and energy efficiency improvement potentials*.

- Friedler, F. (2010). Process integration, modelling and optimisation for energy saving and pollution reduction. *Applied Thermal Engineering*, 30(16), 2270–2280. <http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2010.04.030>
- García, K. (2016a). Cenace va por nueva subasta eléctrica. Consultado el 17 de junio de 2016. Disponible en <http://eleconomista.com.mx/industrias/2016/05/01/cenace-va-nueva-subasta-electrica>
- García, K. (2016b). Siete empresas ganan contratos en primera subasta eléctrica. Consultado el 17 de junio de 2016. Disponible en <http://eleconomista.com.mx/industrias/2016/03/30/siete-empresas-ganan-contratos-primera-subasta-electrica>
- García, K. (2016c). Solares y eólicos tiran precios en subasta eléctrica. Consultado el 17 de junio de 2016. Disponible en <http://eleconomista.com.mx/industrias/2016/03/30/solares-eolicos-tiran-precios-subasta-electrica>
- García, K. (2016d). Viene inversión fotovoltaica US 2,000 millones. Consultado el 17 de junio de 2016. Disponible en <http://eleconomista.com.mx/industrias/2016/03/31/viene-inversion-fotovoltaica-us2000-millones>
- Garg, A. (1998). Revamp Fired Heaters to Increase Capacity. *Hydrocarbon Processing*, 6(77).
- Gobierno de la Republica. (2013). Estrategia Nacional de Cambio Climático Visión10-20-40, 64.
- Gobierno de la Republica. (2014). Plan Nacional de Desarrollo 2013 - 2018. Programa Especial de Cambio Climático 2014 - 2018.
- Grande, G. (2013). *Análisis técnico económico de escenarios de energías renovables para generación de electricidad en México 2035*. Universidad Nacional Autónoma de México.
- Hydraulic Institute, Europump, & DOE-OIT. (2001). *Pump Life Cycle Costs: A Guide to LCC Analysis for Pumping Systems - Executive Summary*.
- IMCO. (2015). *Certificados de Energías Limpias. Consideraciones para promover su inversión*.

- IPCC. (2014). Climate Change 2014: Synthesis Report.
- Islas, J. M., Mazini, F. L., Macias, P., & Grande, G. K. (2015). *Hacia un sistema energético mexicano bajo en carbono* (Primera ed). Reflexio/Ediciones.
- Jones, T. (1997). Steam Partnership: Improving Steam Efficiency through Marketplace Partnerships. *Proceedings of the 1997 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*, 449–458.
- Kalogirou, S. (2003). The potential of solar industrial process heat applications. *Applied Energy*, 76(4), 337–361. [http://doi.org/10.1016/S0306-2619\(02\)00176-9](http://doi.org/10.1016/S0306-2619(02)00176-9)
- Lee, S., Cho, C., Hong, E. K., & Yoon, B. (2016). Forecasting mobile broadband traffic: Application of scenario analysis and Delphi method. *Expert Systems with Applications*, 44, 126–137. <http://doi.org/10.1016/j.eswa.2015.09.030>
- Linnhoff-March. (2000). The Methodology and Benefits of Total Site Pinch Analysis. *Linnhoff-March Energy Services*.
- Linnhoff, B., Townsend, D.W., Boland, D., Hewitt, G.F., Thomas, B.E.A., Guy, A.R., Marsland, R. H. (1992). *A user guide on process integration for the efficient use of energy* (1992 editi). Rugby, UK: Institution of Chemical Engineers.
- Linnhoff, B. (1993). Pinch Analysis: A State-of-the-Art Overview. *Chemical Engineering*, A5(71), 503–522.
- M., & Petrick, J. P. (1999). The Potential for Reducing Energy Utilization in the Refining Industry. *Argonne National Laboratory*.
- Prindle, W., & Parfomak, P. (1995). Potential energy conservation from insulation improvements in u . S . Industrial facilities : Estimates Based on EADC Industrial Energy Audits. *Proceedings of the 1995 ACEEE Summer Study on Energy Efficiency in Industry*.
- Radgen, P., & Blaustein, E. (2001). *Compressed Air Systems in the European Union*.
- Rawlins, J., & Ashcroft, M. (2013). Small-scale Concentrated Solar Power - A review of current activity and potential to accelerate deployment. *Carbon Trust*, (March).

- SEMARNAT. Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (2014). Programa Especial de Cambio Climático 2014 – 2018.
- SENER. Secretaría de Energía (2015). Prospectiva de Energías Renovables 2015-2029.
- SENER. Secretaría de Energía (2016). Resolución que autoriza el inicio de operaciones del Mercado de Energía de Corto Plazo en los Sistemas Interconectados de Baja California, Nacional y Baja California Sur, actualiza el calendario que deberá observar el Centro Nacional de Control de Energía.
- Turchi, C., Mehos, M., Ho, C. K., & Kolb, G. J. (2010). Current and future costs for parabolic trough and power tower systems in the US market. *Renewable Energy*, (October), 11.
- UNFCCC. (2015). Intended Nationally Determined Contributions (INDCs). México. Consultado el 3 de abril de 2016. Disponible en http://unfccc.int/files/adaptation/application/pdf/all__parties_indc.pdf
- UNIDO. (2012). Renewable Energy in Industrial Applications: An assessment of the 2050 potential, 60.
- Varela-Ruiz, M., Díaz-Bravo, L., & García-Durán, R. (2012). Descripción y usos del método Delphi en investigación del área de la salud. *Investigación En Educación Médica*, 1(2), 90–95. <http://doi.org/ISSN: 2007-5057>
- Vargas Zavala, V. A. (2015). *Análisis de la sustentabilidad de la eoloelectricidad en México, considerando su ciclo de vida*. UNAM.
- Winkler, J., Kuklinski, C. P. J. W., & Moser, R. (2015). Decision making in emerging markets: The Delphi approach's contribution to coping with uncertainty and equivocality. *Journal of Business Research*, 68(5), 1118–1126. <http://doi.org/10.1016/j.jbusres.2014.11.001>
- Worrel, E. . B. J. W. . B. de J. (1997). *Energy efficient technologies in industry*.
- Worrell, E., & Galitsky, C. (2015). *Energy efficiency improvement and cost saving opportunities for petroleum refineries*.

Capítulo 5.

- Alliance Enoccean. (2010). *Wireless Lighting Controls : A Total Cost Analysis*.

- Best B., R., Aceves H., J. M., Islas S., J. M., Manzini P., F. L., Pilatowsky F., I., Scoccia, R., & Motta, M. (2013). Solar cooling in the food industry in Mexico: A case study. *Applied Thermal Engineering*, 50(2), 1447–1452. <http://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2011.12.036>
- CDP. (2016). Embedding a carbon price into business strategy, (September).
- CENACE. Centro Nacional de Control de Energía (2016). Metodología de Cálculo Dirección de Administración del Mercado Subdirección de Diseño del Mercado Unidad de Mercado y Desarrollo.
- CRE. Comisión Reguladora de Energía (2016). Tabla de permisos de generación e importación de energía eléctrica.
- Creyts, J., Derkach, A., Nyquist, S., Ostrowski, K., & Stephenson, J. (2007). *Reducing U.S. Greenhouse Gas Emissions: How Much at What Cost?* <http://doi.org/10.1108/02580540810868078>
- DOE. (2005a). Energy Tips – Pumping Systems. *October*, (October).
- DOE. (2005b). *Petroleum Best Practices Plant-Wide Assessment Case Study Valero: Houston Refinery Uses Plant-Wide Assessment to Develop an Energy Optimization and Management System.*
- DOE-OIT. (2000). *Advanced Process Analysis for Petroleum Refining.*
- DOF. Diario Oficial de la Federación (2012). Ley General de Cambio Climático, 1–44.
- EEA. (2005). *Characterization of the U.S. Industrial/Commercial Boiler Population.*
- European Commission. (2014). *Guide to Cost-benefit Analysis of Investment Projects: Economic appraisal tool for Cohesion Policy 2014-2020. Publications Office of the European Union.* <http://doi.org/10.2776/97516>
- Fenwicks, M., Robert, K., & Alex, A. (2014). Energy Efficiency Analysis Using Pinch Technology: A Case Study of Orbit Chemicals Industry. *IOSR Journal of Mechanical and Civil Engineering*, 11(3), 44–53. <http://doi.org/10.9790/1684-11314453>
- Grande-Acosta, G., & Islas-Samperio, J. (2017). Towards a low-carbon electric power system in Mexico. *Energy for Sustainable Development*, 37, 99–109. <http://doi.org/10.1016/j.esd.2017.02.001>

- Hoske, M., & Schultz, J. (2014). Control Engineering salary and career survey. Retrieved February 13, 2017, from <http://www.controleng.com>
- Hydraulic Institute, Europump, & DOE-OIT. (2001). *Pump Life Cycle Costs: A Guide to LCC Analysis for Pumping Systems - Executive Summary*.
- IEA. (2010). Industrial Combustion Boilers. *Energy Technology Systems Analysis Programme, Technology*(May).
- Islas, J. M., Mazini, F. L., Macias, P., & Grande, G. K. (2015). *Hacia un sistema energético mexicano bajo en carbono* (Primera ed). Reflexio/Ediciones.
- Islas, J., Macías, P., & Grande, G. (2013). *Escenario de Transición hacia un Sistema Energético bajo en carbono. Reporte Final del Proyecto 117808 del Fondo de Sustentabilidad Energética SENER-CONACYT "Evaluación Económica y Ambiental de Escenarios al 2030 de la inserción de Fuentes Alternas de Energía*.
- Perederic, O. A., Pleşu, V., Iancu, P., Bumbac, G., Bonet-Ruiz, A. E., Bonet-Ruiz, J., & Muchan, B. (2015). Simulation and process integration for tert-amyl-methyl ether (TAME) synthesis. *Computers and Chemical Engineering*, 83, 79–96. <http://doi.org/10.1016/j.compchemeng.2015.05.020>
- Rawlins, J., & Ashcroft, M. (2013). Small-scale Concentrated Solar Power - A review of current activity and potential to accelerate deployment. *Carbon Trust*, (March).
- Schmid, C., & Radgen, D. P. (2003). Möglichkeiten, Potenziale, Hemmnisse und Instrumente zur Senkung des Energieverbrauchs branchenübergreifender Techniken in den Bereichen Industrie und Kleinverbrauch. *Umweltforschungsplan Des Bundesministeriums Für Umwelt, Naturschutz Und Reaktorsicherheit*, 278.
- Shen, B., Price, L., Lu, H., Liu, X., & Tsen, K. (2015). *Curbing Air Pollution and Greenhouse Gas Emissions from Industrial Boilers in China*.
- SIEMENS. (2014). *Lista de Precios Productos Eléctricos Industriales*. <http://doi.org/10.5962/bhl.title.36720>
- TECO, & Westinhouse. (2015). *Motor And Drives Price Book*.
- Turchi, C., Mehos, M., Ho, C. K., & Kolb, G. J. (2010). Current and future costs for parabolic trough and power tower systems in the US market. *Renewable Energy*, (October), 11.

- UNFCCC. (2015). Intended Nationally Determined Contributions (INDCs). México. Consultado el 3 de abril de 2016. Disponible en http://unfccc.int/files/adaptation/application/pdf/all__parties_indc.pdf
- Van Ormer, H. (2012). Are Compressed Air Leaks Worth Fixing? Retrieved February 15, 2017, from <http://www.airbestpractices.com>
- van Tilburg, X., Würtenberger, L., & Rivera, R. (2010). *Marginal Abatement Cost (MAC) Curve. Policy Brief.*
- World Bank. (2016). *State and Trends of Carbon Pricing.* <http://doi.org/10.1596/978-1-4648-0268-3>