



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
**PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA**  
**ENERGÍA – PROCESOS Y USO EFICIENTE DE ENERGÍA**

**MÉTODO EFICIENTE PARA INTEGRAR LOS COSTOS**  
**OPERATIVOS DE LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN**  
**EÓLICA EN EL MODELO DE EXPANSIÓN DE LA**  
**GENERACIÓN**

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

**PRESENTA:**  
**LUIS OSVALDO MARTÍNEZ LARA**

**TUTOR**  
**DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA**  
**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**CIUDAD UNIVERSITARIA, CD. MX. NOVIEMBRE 2020**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**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: Dra. Martín Del Campo Márquez Cecilia

Secretario: Dr. Quezada García Sergio

1 er. Vocal: Dr. González Cabrera Néstor

2 do. Vocal: Dr. Torres García Vicente

3 er. Vocal: Dra. Escobedo Izquierdo M. Azucena

Lugar donde se realizó la tesis:  
Posgrado de la Facultad de Ingeniería, Ciudad de México.

**TUTOR DE TESIS:**

DR. NÉSTOR GONZÁLEZ CABRERA

-----  
**FIRMA**

# Dedicatoria

---

*A MI FAMILIA*

# Agradecimientos

---

*Agradezco a Dios por darme la sabiduría y fortaleza necesaria en cada etapa de mi vida, agradezco por darme una maravillosa familia, permitirme comenzar una nueva familia y llenarnos de bendiciones día a día.*

*Agradezco a mis padres Norma Lara y Luis Martínez, por su apoyo incondicional, por el enorme sacrificio que han hecho por mí, por inculcarme valores de humildad y honradez, por ser mis guías y ejemplo de vida. Agradezco a mis hermanos Sergio y Carlos, por todos esos momentos de felicidad y alegría que hemos vivido, por su cariño y amor. Agradezco a mi abuela “Quefa” por todo el amor que me ha brindado, por ser una segunda madre para mí. A la memoria de mi abuela “Tomasita” por haber sido ejemplo de amor, cariño y bondad.*

*Agradezco a mi esposa Cynthia Acevedo por llegar a mi vida y llenarla de inmensa felicidad, darle amor, cariño, respeto y fe. Por estar en las buenas y en las malas, por ser el motivo que me impulsa a ser mejor persona cada día.*

*Agradezco a la Universidad Nacional Autónoma de México, por permitirme ser parte de esta grandísima institución y al CONACYT por el apoyo económico brindado.*

*Agradezco al Dr. Néstor González Cabrera, por brindarme su apoyo, dedicación, conocimientos, consejos y confianza brindada para la realización de mi tesis.*

*Agradezco a mis profesores y compañeros de la maestría en energía, por ser parte indispensable en mi desarrollo personal y académico.*

# Resumen

---

El sistema eléctrico nacional está basado principalmente en la quema de combustibles fósiles al igual que el sistema eléctrico mundial, generando enormes cantidades de gases contaminantes. En este contexto el uso de fuentes de energía renovables reduce en gran medida los problemas ambientales ocasionados por las formas convencionales de generación de energía y reducen los costos de generación de energía eléctrica, donde la energía eólica puede jugar un papel fundamental en México.

Desde la perspectiva de la generación de energía eléctrica, se espera que la combinación de tecnologías para la generación futura sea significativamente diferente a la del pasado, debido al rápido crecimiento de las energías renovables y a los compromisos adquiridos por los diferentes gobiernos para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Es por ello que surgen varios desafíos técnicos en la operación y planificación de futuros sistemas de energía. El creciente incremento en la demanda de energía eléctrica hace evidente la necesidad de aumentar la capacidad de generación del sistema eléctrico por lo cual se requiere de la planificación de la expansión de la generación. En términos generales es cuestión de determinar, i) cuándo invertir, ii) cuánta capacidad agregar, iii) qué tipo de generación se necesita, y iv) dónde ubicar las nuevas unidades generadoras.

Derivado de lo anterior, en el presente trabajo se expone el proceso para el desarrollo de un método eficiente para integrar los costos operativos de la capacidad de la generación eólica, que incluya la red eléctrica linealizada a través de flujos de potencia en CD, obteniendo una curva hipotética horaria capaz de representar el comportamiento de los generadores eólicos para su integración al modelo de planificación de expansión de la capacidad de generación. Finalmente se integrará el modelo linealizado de la red eléctrica y la curva hipotética horaria al modelo de planificación de la expansión de la capacidad de generación y se estudiará su impacto técnico económico de considerar diversos agrupamientos para el modelado del aerogenerador.

La metodología implementada mostró resultados eficientes al incorporar curvas hipotéticas horarias de la velocidad del viento al modelo de expansión de la capacidad de la generación, sin la necesidad de considerar la distribución de probabilidad de la velocidad del viento, logrando reducir los tiempos de simulación, ahorrar recursos computacionales y analizar el comportamiento de la generación eólica y su implicación económica en un sistema eléctrico.

# Abstract

---

The national electricity system is mainly based on the burning of fossil fuels as well as the world's electricity system, which generates enormous quantities of polluting gases. In this context, the use of renewable energy sources greatly reduces the environmental problems caused by conventional forms of energy generation. It reduces the costs of electricity generation, where wind energy could play a fundamental role in Mexico.

From the perspective of electricity generation, the combination of technologies for the future electricity generation is expected to be significantly different from the one used in the past, due to the fast growth of renewable energies and the commitments acquired by the governments to reduce the consumption of fossil fuels.

That is why several technical challenges arise in the operation and planning of future energy systems. The increase in the electrical energy demand makes evident the need to increase the electrical systems generation capacity, the reason why planning the electricity generation expansion is necessary, in general terms it is a matter to determinate: i) when to invest, ii ) how much electrical capacity should be increased, iii) which kind of energy generation is needed, and iv) where the new energy generators units must to located.

This work shows the development of an efficient method to integrate the operating costs of wind energy generation. The method includes a linearized electricity grid through DC power flows, and a hypothetical hourly curve capable of representing the behavior of the wind generators for their integration into the planning model for the expansion of electricity generation capacity. Finally, we integrated the linearized model of the electric grid and the hourly curve into the planning model; we also studied the technical-economic impact of considering different data grouping for modeling the wind turbine.

The implemented methodology showed efficient results by incorporating hypothetical hourly wind speed curves into the planning model for the expansion of electricity generation capacity, without the need to consider the wind speed probability distribution, achieving a reduction in simulation times, saving computational resources and analyzing the behavior of wind generation and its economic implication in an electrical system.

# Índice

---

<i>Dedicatoria</i> .....	<i>i</i>
<i>Agradecimientos</i> .....	<i>ii</i>
<i>Resumen</i> .....	<i>iii</i>
<i>Abstract</i> .....	<i>iv</i>
<i>Índice</i> .....	<i>v</i>
<i>Índice de tablas</i> .....	<i>vii</i>
<i>Índice de figuras</i> .....	<i>viii</i>
<i>Glosario de Términos y Abreviaturas</i> .....	<i>ix</i>
<b>CAPÍTULO 1</b> .....	<b>1</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b> .....	<b>1</b>
<b>1.1 La industria eléctrica</b> .....	<b>1</b>
<b>1.2 Estado del Arte</b> .....	<b>2</b>
<b>1.3 Objetivo</b> .....	<b>4</b>
<b>1.4 Planteamiento del problema</b> .....	<b>5</b>
<b>1.5 Hipótesis</b> .....	<b>5</b>
<b>1.6 Motivación</b> .....	<b>6</b>
<b>1.7 Justificación</b> .....	<b>6</b>
<b>1.8 Estructura</b> .....	<b>6</b>
<b>CAPÍTULO 2</b> .....	<b>8</b>
<b>EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA</b> .....	<b>8</b>
<b>2.1 Introducción</b> .....	<b>8</b>
<b>2.2 Costo Nivelado de Generación (CNG)</b> .....	<b>12</b>
<b>2.3 Costo de Inversión</b> .....	<b>13</b>
<b>2.4 Programa de Inversión y Factor de Valor Presente</b> .....	<b>16</b>
<b>2.5 Factor de Costo Nivelado de Inversión</b> .....	<b>17</b>
<b>2.6 Costos de Combustibles</b> .....	<b>18</b>
<b>2.7 Costos de O&amp;M</b> .....	<b>18</b>



2.8 Generación de energía eléctrica en el mundo.....	20
<i>CAPÍTULO 3.....</i>	<i>24</i>
<i>MODELO PARA LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN.....</i>	<i>24</i>
3.1 Introducción .....	24
3.2 Flujos de Potencia Óptimos DC.....	24
3.3 Formulación del flujo de potencia óptimo DC .....	25
3.4 Planificación de la expansión de la capacidad de generación (GCEP) .....	28
3.5 Técnicas de agrupamiento de datos.....	30
3.6 Métodos de Partición .....	31
3.6.1 Algoritmo K-means .....	31
3.6.2 Algoritmo K-medoids .....	32
3.7 Validación del modelo.....	33
3.8 Resultados de la validación .....	34
3.9 Metodología propuesta .....	35
3.10 Ejemplo. Caso de 6 buses .....	41
<i>CAPÍTULO 4.....</i>	<i>47</i>
<i>CASOS DE ESTUDIO IEEE-RTS 24 BUSES.....</i>	<i>47</i>
4.1. Introducción .....	47
4.2 Caso 1. Inversiones térmicas.....	49
4.3 Caso 2. Inversiones eólicas .....	50
4.4 Caso 3. Inversiones térmicas y eólicas.....	51
4.5 Impacto en la obtención de la curva eólica .....	53
<i>CAPÍTULO 5.....</i>	<i>57</i>
<i>CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS.....</i>	<i>57</i>
5.1 Conclusiones y aportaciones .....	57
5.2 Trabajos futuros.....	59
<i>BIBLIOGRAFÍA.....</i>	<i>60</i>

# Índice de tablas

---

## Capítulo 2

<i>Tabla 2. 1: Clasificación del viento para diferentes alturas</i> .....	10
<i>Tabla 2. 2: Costos unitarios de inversión</i> .....	14
<i>Tabla 2. 3: Programa de inversión y factor de valor presente</i> .....	17
<i>Tabla 2. 4: Factor de Costo Nivelado de Inversión</i> .....	18
<i>Tabla 2. 5: Costos de Operación y Mantenimiento</i> .....	19
<i>Tabla 2. 6: Histórico de adiciones y totales de energía eólica en tierra</i> .....	22
<i>Tabla 2. 7: Histórico de adiciones y totales de energía eólica en mar</i> .....	23

## Capítulo 3

<i>Tabla 3. 1: Datos para el sistema de generación</i> .....	34
<i>Tabla 3. 2: Validación del modelo GCEP</i> .....	34
<i>Tabla 3. 3: Potencia generada por la curva 1 hipotética</i> .....	40
<i>Tabla 3. 4 : Datos técnicos para el sistema de generación</i> .....	41
<i>Tabla 3. 5 : Resultados de la simulación “Ejemplo caso 6 Buses”</i> .....	42
<i>Tabla 3. 6 : Flujos de Potencia “Ejemplo caso 6 Buses”</i> .....	43
<i>Tabla 3. 7 : Resultados de la inversión para el Escenario 1</i> .....	43
<i>Tabla 3. 8 : Resultados de la inversión para el Escenario 2</i> .....	44
<i>Tabla 3. 9 : Resultados de la inversión para el Escenario 3</i> .....	45

## Capítulo 4

<i>Tabla 4. 1 : Datos del sistema de generación</i> .....	49
<i>Tabla 4. 2 : Datos del sistema propuesto de generación. Caso 1</i> .....	49
<i>Tabla 4. 3 : Resultados Caso 1</i> .....	50
<i>Tabla 4. 4 : Datos del sistema propuesto de generación. Caso 2</i> .....	50
<i>Tabla 4. 5 : Resultados Caso 2</i> .....	51
<i>Tabla 4. 6.: Datos del sistema propuesto de generación. Caso 3</i> .....	51
<i>Tabla 4. 7.: Resultados Caso 3</i> .....	52
<i>Tabla 4. 8 .: Resultados de la inversión para el Escenario 1</i> .....	53
<i>Tabla 4. 9 : Resultados de la inversión para el Escenario 2</i> .....	54
<i>Tabla 4. 10.: Resultados de la inversión para el Escenario 3</i> .....	55

# Índice de figuras

---

## Capítulo 2

<i>Figura 2. 1: Circulación global del aire y patrones de precipitación</i> .....	8
<i>Figura 2. 2: Componentes principales de un aerogenerador</i> .....	9
<i>Figura 2. 3: Velocidad del viento para una turbina eólica</i> .....	10
<i>Figura 2. 4: Turbina eólica eje horizontal de tres aspas</i> .....	11
<i>Figura 2. 5: Adiciones de instalación eólica en el mundo 2015-2019</i> .....	20
<i>Figura 2. 6: Adiciones de instalación eólica por región 2019</i> .....	21
<i>Figura 2. 7: Capacidad total instalada en el mundo 2019</i> .....	21

## Capítulo 3

<i>Figura 3. 1: Voltaje en nodos de 220 kV</i> .....	26
<i>Figura 3. 2: Agrupamiento de datos</i> .....	30
<i>Figura 3. 3: Sistema eléctrico de 6 buses</i> .....	33
<i>Figura 3. 4 : Secuencia de pasos a incorporar en el modelo GCEP</i> .....	35
<i>Figura 3. 5: Red de torres de medición eólica en el territorio mexicano</i> .....	36
<i>Figura 3. 6 : Gráfica horaria de la velocidad del viento de los 365 días del año 2018</i> .....	37
<i>Figura 3. 7 : Gráfica hipotéticas de la velocidad del viento del total de datos del año 2018</i> .....	38
<i>Figura 3. 8 : Gráficas hipotéticas horarias de la velocidad del viento sobrepuestas en los 365 días del año 2018</i> .....	38
<i>Figura 3. 9 : Representación de la distribución de los aerogeneradores en un parque eólico</i> .....	40
<i>Figura 3. 10 : Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 1</i> .....	44
<i>Figura 3. 11 : Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 2</i> .....	45
<i>Figura 3. 12 : Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 3</i> .....	46

## Capítulo 4

<i>Figura 4. 1: Sistema de prueba IEEE RTS de 24 buses</i> .....	48
<i>Figura 4. 2: Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 1</i> .....	54
<i>Figura 4. 3: Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 2</i> .....	55
<i>Figura 4. 4: Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 3</i> .....	56

## Glosario de Términos y Abreviaturas

$A$	Área del rotor en $m^2$
$B \subset G$	Subconjunto de generadores con decisiones de construcción
$\hat{B}$	Matriz ( $n \times [n-1]$ ) de susceptancias nodales obtenida eliminando la columna correspondiente al nodo slack o de referencia.
$b_{kn}$	Susceptancia de las líneas de transmisión del elemento $k$ a $n$
$CI$	Costo nivelado del MWh por concepto de inversión
$ci$	Centroide del grupo $C_i$
$C_i$	Costo de producción de energía para el $i$ -ésimo generador dado en [\$/MWh].
CNG	Costo Nivelado de Generación
$COe_g$	Costo de operación unidades existentes [\$/MW]
$COi_g$	Costo de operación unidades candidatas [\$/MW]
$COv_g$	Costo de operación unidades virtuales [\$/MW]
$C_p$	Coefficiente de potencia
$C_t$	Costo de combustible en el año $t$
$D$	Carga total del sistema
$dist(p, ci)$	Distancia entre un punto $p$ del grupo $C_i$ y su respectivo centroide $ci$
$dist(p, oi)$	Distancia entre un punto $p$ del grupo $C_i$ y su respectivo elemento representativo.
$E \subset G$	Subconjunto de generadores existentes
$E$	Suma del error absoluto para todos los elementos de la población
$\mathbf{E}$	Sumatoria de los errores cuadrados
$f$	Frecuencia [rev/s]
$f^M$	Flujo de potencia máxima en el elemento de transmisión
$f_p$	Factor de planta (como fracción de la unidad)
$Fp_{kn}$	Flujo de potencia del bus $k$ al bus $n$
$G$	Conjunto de índices de todos los generadores
$Geiv_g$	Potencia generada por las unidades existentes, candidatas y virtuales
$G_t$	Generación en el año $t$
$GNA_t$	Generación neta en el año $t$ [MWh]
$h_y$	Número de horas anual (8760 h)
$i$	Tasa de descuento (como fracción de la unidad)
$Iv_g$	Costo de inversión del generador $g$
$I_t$	Costo de inversión en el año $t$
$I_t$	Inversión en el año $t$ (en dólares o pesos)

L	Conjunto de índices de todos los elementos de transmisión
MR	Margen de reserva
N	Duración de la construcción en años
$n$	Tiempo de vida útil de la planta (en años)
n	Periodo de la vida útil
$N$	Periodo de construcción (en años)
N	Conjunto de índices de todos los buses
$Nu_g$	Número de unidades de potencia con decisión de construcción
$Nm_g$	Número máximo de nuevas unidades
$oi$	Elemento representativo del grupo Ci
O&M	Costo de Operación y Mantenimiento en el año t
$OM_g$	costo operativo y de mantenimiento del generador $g$
p	Cualquier elemento dentro de un grupo en particular, Ci
P	Potencia [W]
$P = P_G - P_D$	Vector ( $n \times 1$ ) de inyecciones de potencia activa
$P_D$	Vector ( $n \times 1$ ) de potencias consumidas por las cargas
$P_G$	Vector ( $n \times 1$ ) de potencias generadas
$P_G^{max}$	Vector ( $n \times 1$ ) de límites máximos de potencias activas generadas
$P_G^{min}$	Vector ( $n \times 1$ ) de límites mínimos de potencias activas generadas
$P_f$	Vector ( $m \times 1$ ) de flujos de potencias activas en las ramas
$P_f^{max}$	Vector ( $m \times 1$ ) de límites de flujos de potencia activa por las ramas
$P_g$	Potencia activa suministrada por todas las unidades del generador $g$
$Pm_g$	Potencia activa máxima del generador $g$
$R \subset G$	Subconjunto de generadores virtuales
$r$	Radio [m]
$r_g$	Energía sin servicio suministrada por el generador virtual $g$
MR	Criterio de capacidad del margen de reserva
T	Índice conjunto de años en el horizonte de planificación
$up$	Usos propios (como fracción de la unidad)
V	Velocidad del aire [m/s]
VoLL	Valor de pérdida de carga
$\rho$	Densidad del aire [ $kg/m^3$ ]
$\omega$	Velocidad angular [rad/s]
$\hat{\theta}$ $= [\theta_1, \theta_2, \dots, \theta_n]^T$	Vector de ángulos de voltaje en los nodos excepto el de referencia
$\theta^M$	Ángulo máximo de fase de voltaje
$\theta_k$	Ángulos de fase en el bus $k$

# CAPÍTULO 1

---

## INTRODUCCIÓN

### 1.1 La industria eléctrica

El impulso global para contar con redes eléctricas robustas y la creciente penetración de las energías renovables han influido significativamente en la operación y planificación de los sistemas de energía eléctrica. Se espera que la red eléctrica futura sea una red resistente, flexible y lo suficientemente robusta como para soportar diversas incertidumbres y perturbaciones.

Desde la perspectiva de la generación, se espera que la combinación de tecnologías futuras sea significativamente mejor a la generación actual y a la del pasado, debido al rápido crecimiento de las energías renovables y a los compromisos adquiridos por los diferentes gobiernos para la reducción en el consumo de combustibles fósiles.

Con estos cambios proyectados, surgen varios desafíos técnicos en la operación y planificación de futuros sistemas de energía. El primero se debe al aumento de la carga, ya que altera los patrones de flujo de energía en la red ya existente y puede dar lugar a posibles violaciones de confiabilidad, como sobrecargas y problemas de estabilidad. En segundo lugar, se hace evidente la necesidad de aumentar la capacidad de generación del sistema por lo cual se requiere de la planificación de expansión de la generación a largo plazo.

El problema de la planificación de expansión de la generación a largo plazo es una cuestión de determinar, i) cuándo invertir, ii) cuánta capacidad agregar, iii) qué tipo de generación se necesita, y iv) dónde ubicar las nuevas unidades generadoras. La solución del problema de optimización debe encontrar el plan de expansión más económico para invertir en nueva generación. [1]

## 1.2 Estado del Arte

En un inicio los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) fueron operados y planificados basándose primordialmente en consideraciones técnicas, puesto que estos se encontraban a cargo del Estado cuya función era cubrir las necesidades de los sistemas eléctricos, las cuales eran bastantes predecibles. Gracias al desarrollo tecnológico, económico, político y social los SEP se volvieron más complejos de operar y planificar debido a la desregulación de los sistemas. Esto trajo consigo la necesidad de modelos que permitieran simular la operación de sistemas y poder estimar o predecir los efectos de las decisiones tomadas por los operadores y planificadores en los SEP.

En los modelos de operación económica y planificación, que consideran simulaciones que van desde unos minutos hasta varias décadas, se consideran en forma simplificada las leyes físicas del SEP para poder acoplarlas al problema económico, el problema a resolver es la minimización de los costos de operación sujeto a restricciones de operación propias de cada sistema [2]. Los problemas matemáticos en este caso corresponden en general a problemas de optimización no lineal entera mixta, los cuales son aproximados mediante formulaciones lineales y luego resueltos utilizando técnicas de programación lineal entera-mixta (MILP).

Los modelos de operación económica de corto plazo como lo es el despacho económico, trabajan en su mayoría sobre el supuesto de estado estacionario en las variables eléctricas y pueden modelar la mayor parte de las restricciones técnicas de los SEP, como es el caso de restricciones de flujos de potencia activa y reactiva [3,4]. Así mismo pueden incluir los costos de operación, los costos de combustibles, entre otros. Estas consideraciones fueron planteadas antes de la década de 1990 y fue hasta las décadas de 1990-2010 cuando el desarrollo de la computación paralela [5] y los métodos heurísticos y metaheurísticos [6] permitieron desarrollar metodologías para resolver los problemas ya planteados. Hoy en día surgen mayores desafíos para el área eléctrica como lo es el despacho de la demanda [7, 8], la inclusión de generación incierta e intermitente [9] y el desarrollo de redes inteligentes [10, 11].

La planificación de SEP involucra la expansión de los sistemas, es decir, las decisiones sobre inversiones a realizar para minimizar el costo total de inversión y operación del sistema. La planificación de la expansión de la capacidad de generación (Generation Capacity Expansion Planning por sus siglas en inglés GCEP) es el primer paso para los problemas de planificación. Se formuló por primera vez como un problema de optimización en 1957 [12], sin embargo, fue hasta después del desarrollo de las técnicas de computación que se pudieron obtener planes de expansión de capacidad para modelos simples de sistemas de energía [13]. En general, los problemas de GCEP pueden formularse como un problema de minimización de costos o maximización de beneficios del mercado en el que los costos de operación se modelan utilizando una red de DC a través de un flujo de potencia óptimo (Direct Current Optimal Power Flow por sus siglas en inglés

DC-OPF) [14]. Con el transcurso del tiempo se ha desarrollado y adoptado una amplia gama de modelos para formular diferentes tipos de problemas de optimización a través de diferentes funciones objetivo, diferentes conjuntos de variables de decisión y diferentes tipos de restricciones [15, 16].

En la revisión de la literatura, el modelo más reconocido por los investigadores en problemas de sistemas de energía es el llamado modelo DC. En los sistemas de energía eléctrica, esta formulación ha sido ampliamente utilizada por los investigadores para resolver problemas operativos tales como el flujo de energía óptimo [17], el flujo de energía óptimo con restricciones de seguridad [18], planificación de la generación [19] y planificación de la transmisión [20]. Kagiannas et al. [21] presentan un resumen de los modelos considerados para el problema de GCEP y de los métodos propuestos para su solución.

El propósito de los modelos de planificación de la generación es determinar las unidades de generación que se construirán, el tiempo de construcción y la cantidad de energía que se producirá mientras se minimiza el costo total (fijo y variable) [22]. Anderson [23] revisa diferentes tipos de modelos de programación matemática que se han utilizado para la planificación de la generación, mientras que Pokharel y Ponnambalam [24] discuten algunos de los aspectos esenciales de la planificación de la expansión de la generación de electricidad y desarrollan una metodología para analizar la planificación de la electricidad cuando las variables son de naturaleza determinista y estocástica.

Un programa estocástico es un modelo matemático que involucra algunos datos inciertos. Estos parámetros pueden describirse con mayor precisión como variables aleatorias continuas, excepto en algunas situaciones triviales, es difícil optimizarlos directamente en términos de esas distribuciones. Por lo tanto, en la mayoría de las aplicaciones, las distribuciones continuas se aproximan mediante distribuciones discretas con un número finito de escenarios, o posibles realizaciones, para las variables aleatorias. Este procedimiento de discretización a menudo se denomina generación de escenarios. El modelo de programación estocástica se puede especificar combinando una formulación determinista del programa matemático, que podría resolverse para cualquier escenario, con un conjunto de escenarios para los datos inciertos. Por lo tanto, un paso crucial en la aplicación de la programación estocástica es obtener un conjunto de escenarios que represente de manera realista las distribuciones de los parámetros aleatorios, pero que no sea demasiado grande [25].

El problema de expansión de generación determinístico (asumiendo conocimiento perfecto del futuro) ha sido ampliamente estudiado, hoy en día existen diversos métodos que permiten su resolución, por ejemplo, las técnicas tradicionales de programación lineal o entera-mixta y algoritmos heurísticos o metaheurísticos [26, 27, 28], considerando restricciones de confiabilidad [29] y control de emisiones [30].



En este trabajo se desarrollará un método eficiente que integre los costos operativos de la capacidad de la generación eólica en el modelo de la expansión de la generación utilizando curvas hipotéticas de la generación eólica sin llegar a obtener un modelo estocástico. Una gran cantidad de escenarios puede limitar la manejabilidad de la solución, incluso cuando se utilizan técnicas de descomposición. Para obtener tiempos de cálculo razonables, es natural intentar aproximar el conjunto de escenarios original con un subconjunto mucho más pequeño que conserva las características esenciales, un proceso que a menudo se denomina reducción de escenarios.

En la última década se han desarrollado varios métodos de reducción de escenarios, entre las múltiples tareas que se desarrollan en la minería de datos destacan la detección de anomalías y dependencias, clasificación y agrupamiento o clustering [31]. Los algoritmos de agrupamiento pueden clasificarse en dos grandes grupos: algoritmos de partición y algoritmos jerárquicos. Los primeros buscan un número predefinido de grupos basados en la minimización de distancias entre los elementos de cada grupo, mientras que los segundos buscan disimilitudes de distintos niveles (magnitudes, correlaciones, diferencias en variables cualitativas, entre otras) y según ellas van separando o uniendo secuencialmente el total de los datos. Reynolds y Richards [32] realizaron una revisión de los algoritmos más comunes de clustering.

El más conocido de todos los métodos de clustering es k-means (k-medias) y es el utilizado en el método propuesto del presente trabajo para reducir los escenarios de generación eólica manteniendo el problema de optimización asociado más pequeño. Este enfoque ha sido utilizado por diversos investigadores [33, 34]. Existen algunas aplicaciones en la generación eólica, tanto en su análisis [35] como en su predicción [36].

Para finalizar esta sección cabe mencionar que las soluciones que ofrecen los algoritmos k-means sólo aseguran óptimos locales, es decir soluciones “casi óptimas”, lo cual ha incentivado la aparición de metodologías heurísticas que mejoren su comportamiento [37] o su solución mediante una formulación exacta y programación entera mixta [38].

### 1.3 Objetivo

El objetivo general de este trabajo es obtener un método eficiente para integrar los costos operativos de la capacidad de la generación eólica, obteniendo una curva hipotética horaria capaz de representar el comportamiento de los generadores eólicos para su integración al modelo de planificación de expansión de la capacidad de generación, además de la integración de un modelo de red eléctrica linealizado. Los objetivos específicos son:

- ✓ Incorporar un modelo de la red eléctrica linealizado a través de flujos de potencia en CD.

- ✓ Implementar técnicas de agrupamiento para la reducción de escenarios y obtención de una curva hipotética horaria para el modelado de la generación eólica.
- ✓ Estudiar el impacto técnico económico de considerar diversos agrupamientos para el modelado del aerogenerador.

## 1.4 Planteamiento del problema

En los sistemas eléctricos existen diversos factores que se encuentran fuera del control tanto de operadores como de planificadores. Uno de estos factores corresponde a los ingresos de energía provenientes de recursos primarios de disponibilidad limitada como es el caso de la energía eólica que además suele tener variabilidad e incertidumbre en cuanto a su disponibilidad en el tiempo. La incertidumbre en la generación eólica ha llevado a desarrollar métodos estocásticos para el modelo de la expansión de la generación los cuales cuentan con una robustez amplia y un uso elevado de recursos computacionales. Es por ello que surge la necesidad de contar con métodos eficientes que nos permitan integrar los costos operativos de la capacidad de generación al modelo de expansión de la generación y reduzcan los tiempos de cómputo, obteniendo resultados muy similares a los métodos estocásticos.

Además, debido a la complejidad de las leyes físicas de los sistemas eléctricos, debe recurrirse a simplificaciones en los modelos que permitan una adecuada representación del sistema eléctrico conjugada nuevamente con una resolución en tiempos tolerables.

Por el mismo motivo que se simplifica el modelo, se hace necesario simplificar también las variables de la generación eólica mediante alguna técnica de agrupamiento de datos y reducción de escenarios, lo cual nos permitirá obtener un único conjunto de decisiones que sea óptimo para el total de escenarios considerados, haciendo el problema de reducción de escenarios una pieza clave de la resolución del problema de expansión de la generación.

## 1.5 Hipótesis

Gracias a las técnicas de agrupamiento de datos y a la obtención de una curva hipotética horaria para el modelo de generación eólica podremos desarrollar un método eficiente que integre los costos operativos de la capacidad de generación eólica el modelo de expansión de la generación.

## 1.6 Motivación

Como parte de la sociedad, es importante entender las problemáticas en materia energética, como es el caso de la dependencia de la utilización de combustibles fósiles para la generación de energía eléctrica. Es por ello que surgen nuevos retos para los profesionistas en materia energética como el contar con métodos eficientes de la capacidad de generación eólica que den mayor sustento a las políticas de planeación que implementan los diversos gobiernos. Logrando así una mayor penetración de la energía eólica al sistema eléctrico.

## 1.7 Justificación

La planificación de sistemas eléctricos involucra la expansión de los sistemas, es decir, las decisiones sobre inversiones a realizar para minimizar el costo total de inversión y operación del sistema. Los planes de expansión obtenidos mediante estos estudios han de poseer la mayor robustez posible. A su vez, el modelo que se adopte debe reproducir, por un lado, con la mayor similitud posible, la optimización real del sistema, y por otro usar metodologías que simulen los aspectos de incertidumbre inherentes de estos problemas. Como es evidente, el requerir una mayor precisión en el modelado demanda una carga computacional mayor y puede provocar que el algoritmo no solucione el problema, mientras que un modelado muy simple que utiliza un algoritmo disponible podría llegar a proveer soluciones erróneas. Es debido a ello que el método obtenido deberá ser una composición entre un modelado exhaustivo y uno simplista, ello dependería de las características, del tamaño y la complejidad del sistema que se pretenda analizar.

## 1.8 Estructura

Capítulo 1: En este capítulo se presenta el estado del arte, los objetivos de la tesis, se plantean las necesidades de contar con métodos eficientes que integren los costos operativos de la capacidad de generación eólica al modelo de expansión de la generación, así como los fundamentos del porque realizar el presente trabajo.

Capítulo 2: En esta sección se estudiará los fundamentos de un sistema eólico y los componentes para determinar el costo de generación en un sistema eléctrico.

Capítulo 3: En el presente capítulo se mostrará la metodología implementada para el desarrollo de un método que incluya una red eléctrica linealizada a través de flujos de potencia en CD, la aplicación de una técnica de agrupamiento para la reducción de escenarios y obtención de una curva hipotética horaria para el modelado de la generación eólica. Posteriormente se integrará el modelo linealizado de la red eléctrica y la curva hipotética horaria al modelo de planificación de la expansión de la capacidad de generación y se estudiará su impacto en un ejemplo de un caso

clásico de IEEE de 6 buses, validando el modelo propuesto con un documento científico avalado por revistas internacionales.

Capítulo 4: Se analizará el caso de prueba de IEEE de 24 buses, donde se propondrá un caso base para determinar el costo de generación de energía eléctrica considerando un periodo de carga de 24 horas y una generación basada en energía térmica, posteriormente se analizará el caso donde se integrarán únicamente generación eólica al sistema y finalmente una combinación de energía térmica y eólica. Se estudiará el impacto de la obtención de la curva representativa de generación eólica considerando periodos de 24, 48 y 96 horas.

Capítulo 5: Se darán las conclusiones de analizar los casos de estudio y se enlistan los trabajos futuros para continuar con la línea investigación de la presente tesis.

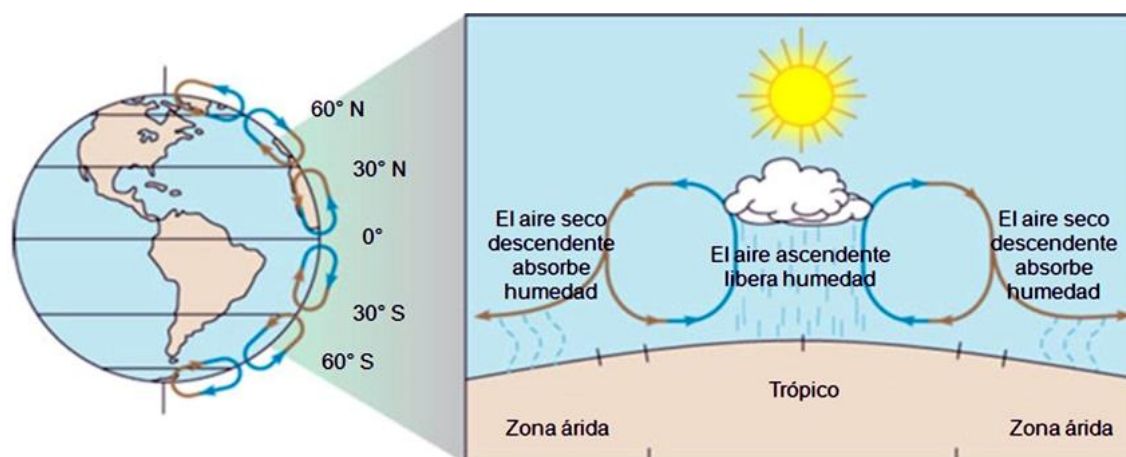
# CAPÍTULO 2

## EVALUACIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN EÓLICA

### 2.1 Introducción

Desde el punto de vista planetario, el ecuador recibe mayor energía solar que los polos, lo cual provoca que el aire caliente se aleje del ecuador hacia el norte o el sur. Además, cuando el sol irradia la atmósfera, se provocan diferencias de temperatura y presión entre las masas de aire, estas diferencias hacen que el aire se desplace de las zonas de mayor presión a las de menor presión, dando origen al viento.

Algunos otros factores que afectan las corrientes de viento son las cadenas montañosas y la rotación de la tierra (efecto Coriolis). A su vez, los vientos son los responsables de producir las olas y las corrientes en el océano. En este sentido, en la Figura 2.1 se observa la circulación global del aire y los patrones de precipitación.



*Figura 2. 1:* Circulación global del aire y patrones de precipitación [39].

El recurso eólico se encuentra en mayor proporción en los pasos montañosos, las costas de los océanos y los grandes lagos.

Un aerogenerador es un dispositivo mecánico que convierte la energía cinética del viento en energía mecánica al mover un eje, subsiguientemente la energía mecánica se convierte en energía eléctrica al girar el rotor del generador. Los principales componentes de una turbina eólica se muestran en la Figura 2.2.

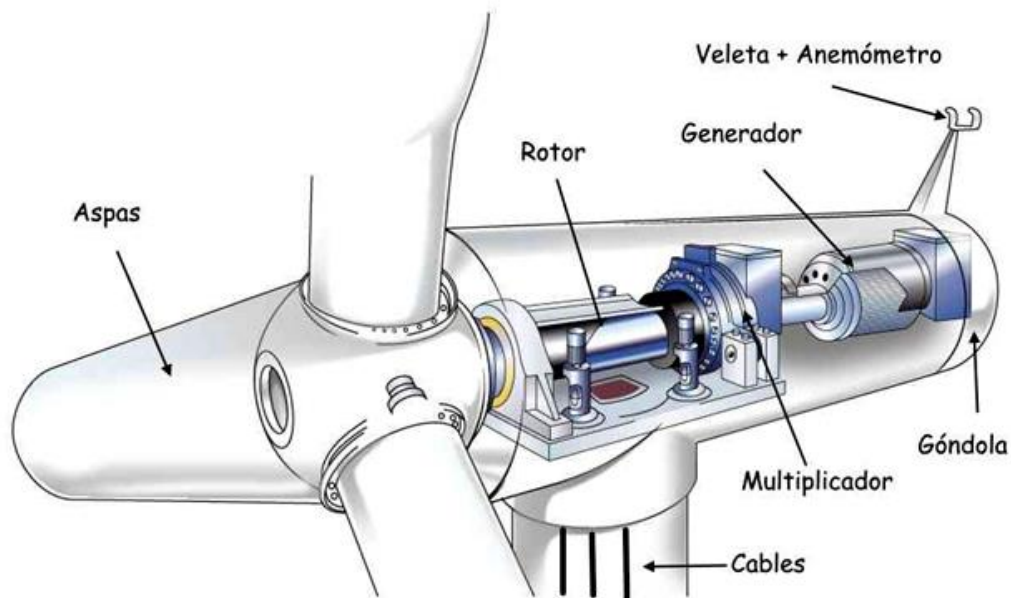


Figura 2. 2: Componentes principales de un aerogenerador [40].

En un proyecto de generación eólica se establece como primer objetivo el medir diversas características del viento como lo es la dirección, la velocidad, la variación de la velocidad con respecto a la altura, además de las horas y estaciones del año en las que se presentan. Las mediciones se toman en un lapso entre 5 y 10 años con la finalidad de elaborar una estadística confiable del sitio.

El viento se clasifica mediante una escala que va de 1 a 7, donde el rango de 4 a 7 es el más deseable para proyectos comerciales. En la Tabla 2.1 se muestra esta clasificación.

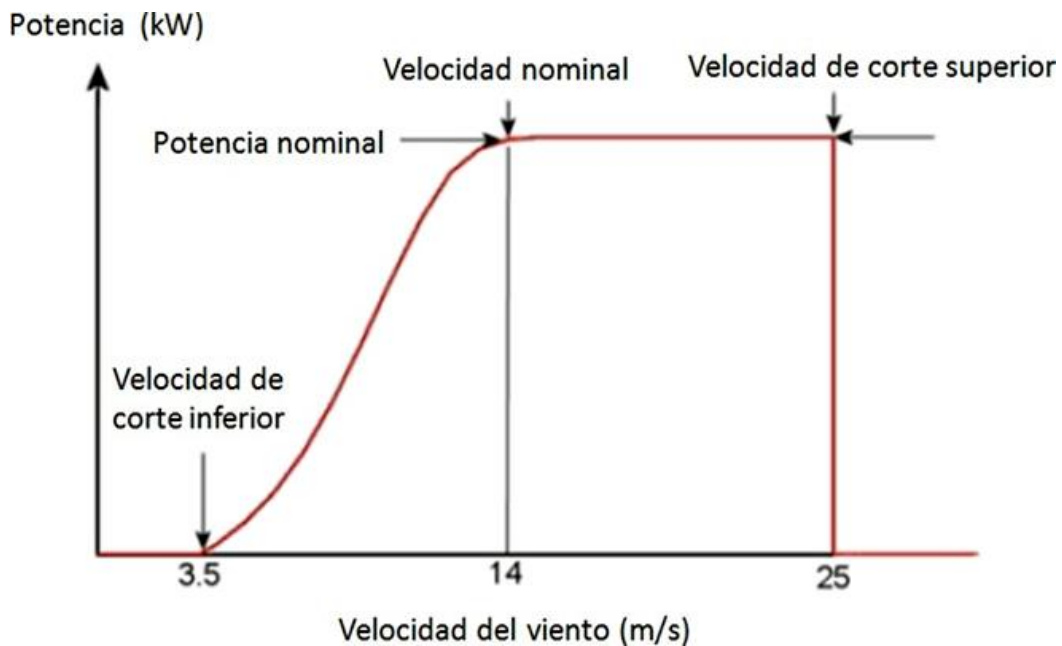
**Tabla 2. 1:** Clasificación del viento para diferentes alturas [39].

Clase de potencia del viento	10 metros		30 metros		50 metros	
	Densidad de potencia	Velocidad media	Densidad de potencia	Velocidad media	Densidad de potencia	Velocidad media
	[W / m <sup>2</sup> ]	[m/s]	[W / m <sup>2</sup> ]	[m/s]	[W / m <sup>2</sup> ]	[m/s]
1	0 - 100	0.0 - 4.4	0 - 160	0 - 5.1	0 - 200	0.0 - 5.6
2	100 - 150	4.4 - 5.1	160 - 240	5.1 - 5.9	200 - 300	5.6 - 6.4
3	150 - 200	5.1 - 5.6	240 - 320	5.9 - 6.5	300 - 400	6.4 - 7.0
4	200 - 250	5.6 - 6.0	320 - 400	6.5 - 7.0	400 - 500	7.0 - 7.5
5	250 - 300	6.0 - 6.4	400 - 480	7.0 - 7.4	500 - 600	7.5 - 8.0
6	300 - 400	6.4 - 7.0	480 - 640	7.4 - 8.2	600 - 800	8.0 - 8.8
7	400 - 1000	7.0 - 9.4	640 - 1600	8.2 - 11.0	800 - 2000	8.8 - 11.9

Con respecto a la velocidad del viento para accionar un aerogenerador, ésta se clasifica en cuatro categorías:

- Velocidad de inicio: Velocidad a la que empieza a girar el rotor.
- Velocidad de corte inferior: La velocidad mínima a la que la turbina empieza a generar energía.
- Velocidad nominal: Velocidad a la que la turbina genera la potencia para la que está diseñada.
- Velocidad de corte superior: Cuando la turbina deja de funcionar para proteger el equipo.

La Figura 2.3 muestra la curva típica potencia-velocidad del viento para una turbina eólica:



**Figura 2. 3:** Velocidad del viento para una turbina eólica [39].

La potencia que se puede obtener en una turbina eólica está determinada por la Ecuación 2.1.

$$P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3 \quad (2.1)$$

En los aerogeneradores modernos, el valor de  $C_p$  varía desde 0.4 hasta 0.5, teniendo como límite 0.593, a este valor se le denomina coeficiente de Betz y representa la más alta eficiencia de conversión posible.

La potencia también disminuye cuando la densidad del aire se reduce, ya sea por aumento de la temperatura ambiente o por ubicar la turbina en un lugar muy alto. A nivel del mar, la densidad del aire tiene un valor de  $1.225 \text{ kg/m}^3$  (1.0133 bar de presión atmosférica, aire seco y  $15 \text{ }^\circ\text{C}$  de temperatura).

Para cumplir con las restricciones de ruido ambiental, la velocidad en la punta del aspa de una turbina eólica debe ser menor a  $75 \text{ m/s}$ . Por esta razón, entre mayor es el radio de la turbina, menor es su velocidad angular. La velocidad en la punta del aspa está determinada por la Ecuación 2.2:

$$V = r\omega = 2\pi fr \quad (2.2)$$

En la actualidad existen diversos tipos de turbinas eólicas, la que más se utiliza comercialmente es la de tres aspas, de eje horizontal (Figura 2.4). La potencia de los diseños comerciales va de  $0.5$  a  $5 \text{ MW}$ .



**Figura 2. 4:** Turbina eólica eje horizontal de tres aspas [41].



Una granja eólica consiste en uno o más aerogeneradores colocados en filas. La colocación de los aerogeneradores depende de los estudios topográficos y del viento. Comúnmente, las turbinas están separadas entre sí por una distancia de tres a cinco diámetros del rotor, mientras las filas se separan de cinco a nueve diámetros del rotor.

Las grandes granjas eólicas se conectan a la red de transmisión a través de una subestación, mientras las plantas eólicas pequeñas se conectan directamente a la red de distribución.

La principal desventaja que enfrenta este tipo de centrales es la intermitencia del viento. Por lo tanto, su factor de planta oscila entre 20% y 43% dependiendo del fabricante y del cuidado que se haya tenido en la selección del sitio. Aunque este factor es bajo comparado con otras tecnologías, se trata de un recurso gratuito, renovable y no contaminante.

Dada la naturaleza intermitente de los vientos, las centrales eólicas deben integrarse a un sistema interconectado con otras tecnologías de generación y aportar energía cuando sople el viento. A pequeña escala, las turbinas eólicas pueden formar parte de sistemas híbridos independientes, o de generación distribuida con capacidad de respaldo.

## 2.2 Costo Nivelado de Generación (CNG)

Todas y cada una de las tecnologías empleadas para la generación de energía eléctrica presentan características específicas, algunas de ellas son: el tiempo de construcción, la eficiencia, el costo de inversión, su vida útil, etc. Cada tecnología difiere una de otra y es debido a estas diferencias que una comparación directa no es representativa.

Por ello es de gran utilidad usar un concepto que englobe todas y cada una de estas características, dicho concepto es el Costo Nivelado de Generación.

El costo de la energía generada expresando en [MWh] está compuesto por el costo de inversión, el costo del combustible y el costo de operación y mantenimiento. El cálculo de cada uno de los componentes involucra varios aspectos que dependen del tipo de tecnología, esquema de inversión, factor de planta, vida económica, tasa de descuento y eficiencia de la planta, entre otras cosas. El Costo Nivelado de Generación (CNG) es definido como la cantidad que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central considerando su vida útil, iguala el valor presente de los costos incurridos tanto en la etapa de construcción y de operación. De esta manera se puede expresar como:

$$CNG = \frac{[\sum_{t=-N}^{t=1} I_t(1+i)^{-t}] + [\sum_{t=0}^{t=n-1} (C_t + O\&M_t)(1+i)^{-t}]}{\sum_{t=0}^{t=n-1} G_t(1+i)^{-t}} \quad (2.3)$$

La metodología considera que el costo de instalación se ve afectado por.

- ✓ Una tasa de descuento aplicada a la inversión.
- ✓ Un flujo de efectivo durante el tiempo de construcción.

El costo total nivelado de generación (CTNG) es la suma dada por.

- ✓ El costo nivelado de inversión (CNI); que es el costo generado durante el tiempo de la construcción.
- ✓ El costo de producción; que es el generado a lo largo de la vida económica de la planta, incluye.
  - El costo nivelado de combustible (CNC).
  - El costo nivelado de operación y mantenimiento (CNO&M).

### **Evaluación del costo de generación de energía eléctrica**

Como punto de partida una central de generación de energía eléctrica comienza su vida con un estudio de facticidad financiero y técnico y termina su vida cuando para el operador deja de ser factible la operación de la planta. En el transcurso de este proceso se genera una serie de gastos e ingresos asociados a las diferentes etapas de su vida, estas etapas son nombradas con frecuencia como: Estudio, Construcción y Operación. Las dos primeras etapas se agrupan dentro del periodo de construcción. Al periodo de duración de la operación también se le conoce como vida económica de la central o vida útil.

Los gastos surgidos durante la etapa de construcción son denominados **costos de inversión**.

En el transcurso de la vida útil de la central se presentan los costos de producción los cuales se desglosan en **costo de combustible** y **costo de operación y mantenimiento (O&M)**.

### **2.3 Costo de Inversión**

Una inversión se puede ver como el gasto que se lleva a cabo para la adquisición o instalación de un bien duradero, mientras que un costo de operación está asociado con los bienes y servicios consumidos únicamente durante el proceso de producción de energía durante la vida útil de la planta.

En la presente tesis se distinguen tres elementos los cuales integran el costo unitario de inversión, los cuales se describen a continuación:

**Costo de ingeniería, suministro y construcción (ISC) o Costo Directo:** se determina al dividir, en moneda constante, todas las erogaciones derivadas de la construcción de la central entre la capacidad total de la misma. Este costo refleja el valor de los materiales, infraestructura, equipos, y mano de obra directa o indirecta incorporada a la planta, además incorpora los servicios de ingeniería, procesos de adquisición de bienes y servicios y construcción del contratista. En esencia se trata de un costo instantáneo y se expresa en dólares de un año determinado.

No obstante, existen otras inversiones que no pueden estandarizarse, por ejemplo: el costo del terreno, gasoductos, costo de la subestación eléctrica o caminos de acceso que lleven a la central. Por esta razón estos costos son excluidos del monto total de inversión de la planta, sin embargo, deben de considerarse en las evaluaciones de los proyectos de generación.

**Costo ISC más costo de administración del propietario (ADP) o Costo Directo más Costo Indirecto:** se estima al añadir al costo directo, los costos originados por estudios previos o de factibilidad, administración del proyecto, ingeniería, control, permisos y diversas actividades referentes a la obra. También es un costo instantáneo.

**Costo Actualizado al Inicio de Operación (CAIO):** Este concepto añade el costo de los intereses devengados durante la construcción de la obra, considerando los programas de inversión correspondientes y una tasa de descuento, es decir resulta de asignar un valor al dinero en el tiempo mediante una tasa de descuento.

La Tabla 2.2 muestra a manera de ejemplo los tres costos de inversión para diferentes tipos de centrales.

**Tabla 2. 2:** Costos unitarios de inversión [39].

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Dólares/KW Bruto		
		Bruta	Netos	ISC	ISC+ADP	CAIO 7.95%
Termoeléctrica convencional	2	350	332.6	1,078	1,294	1,466
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160	149.3	1,335	1,602	1,802
Nuclear ABWR	1	1,400.00	1,351.00	3,216	3,924	5,643
Nuclear AP1000	1	1,200.00	1,107.00	3,832	4,675	6,054
Geoterm. Cerro Prieto	4	27	25	1,950	2,301	2,518
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25	1,575	1,859	2,034
P.H. El Cajón	2	375	373.1	1,018	1,183	1,429
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80	1,494	1,598	1,848
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35	2,581	2,914	3,309
Eólica clase de viento 6	50	2	2	1,857	1,968	2,122
Eólica clase de viento 7	50	2	2	1,857	1,968	2,122
Solar fotovoltaica (Seg. 1 eje)	1	60	59.9	1,397	1,565	1,674

Partiendo de la información anterior, el **costo nivelado de inversión (CI)** se define como: “El valor que al multiplicarse por el valor presente de la generación de la central, considerando su vida útil, iguala al valor presente de los costos incurridos durante la construcción de la central en cuestión” [42].

De la definición anterior se obtiene la Ecuación 2.4, en la que el costo nivelado de inversión es igual al valor presente del costo de construcción entre el valor presente de la generación eléctrica de la central.

$$CI = \frac{\sum_{t=-N}^{t=-1} I_t (1+i)^{-t}}{\sum_{t=0}^{t=n-1} GNA_t (1+i)^{-t}} \quad (2.4)$$

La inversión total el  $I$  y se calcula con la Ecuación 2.5.

$$I = \sum_{t=-N}^{t=-1} I_t \quad (2.5)$$

La fracción de pago realizada en el año  $t$ , se determina con la Ecuación 2.6.

$$W_t = \frac{I_t}{I} \quad (2.6)$$

A los números  $W_t$  se les conoce como factores del perfil o cronograma de inversión y están expresados como fracción de la unidad.

La generación neta anual  $GNA_t$  no es uniforme a lo largo de la vida útil de la planta, sin embargo, se puede calcular una generación neta equivalente a través de la Ecuación 2.7.

$$GNA = \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \sum_{t=0}^{t=n-1} GNA_t (1+i)^{-t} \quad (2.7)$$

Si además de ello consideramos que:

- $GNA_u$ : es la generación neta anual unitaria expresada en MWh/MW (generación neta anual por unidad de capacidad), y
- $C$ : es la capacidad de la central expresada en MW

Entonces el costo nivelado por concepto de inversión se puede expresar de acuerdo a la Ecuación 2.8.

$$CI = \left[ \frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1} \right] \left[ \frac{I}{GNA_u \times C} \right] \left[ \sum_{t=-N}^{t=-1} W_t(1+i)^{-t} \right] \quad (2.8)$$

donde  $GNA_u$  se calcula de acuerdo a la Ecuación 2.9.

$$GNA_u = (1 - up) \times f_p \times 8,760 \quad (2.9)$$

El factor  $\frac{i(1+i)^{n-1}}{(1+i)^n - 1}$  es conocido como **factor de recuperación del capital** y denotado por el símbolo  $frc(i,n)$ .

Así el primer término de la Ecuación 2.8 llamado **tasa de cargos fijos** puede escribirse como se muestra en la Ecuación 2.10.

$$\left[ \frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] \quad (2.10)$$

De esta manera la Ecuación 2.8 puede tomar la forma de la Ecuación 2.11 siguiente:

$$CI = \left[ \frac{I}{C} \right] \left[ \frac{1}{GNA_u} \right] \left[ \frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] \left[ \sum_{t=-N}^{t=-1} W_t(1+i)^{-t} \right] \quad (2.11)$$

donde  $\frac{I}{C} = CU$  es el costo unitario de inversión por MW.

La sumatoria  $\sum_{t=-N}^{t=-1} W_t(1+i)^{-t}$  es denominada “Factor de valor presente” y se le denota con la expresión  $fvp(i,w)$ .

Finalmente, la Ecuación 2.11 se puede expresar como la Ecuación 2.12:

$$CI = CU \left[ \frac{1}{GNA_u} \right] \left[ \frac{frc(i,n)}{(1+i)} \right] [fvp(i,w)] \quad (2.12)$$

## 2.4 Programa de Inversión y Factor de Valor Presente

Los programas de inversión se desarrollan a partir de cronogramas de construcción y de pagos. Los años asociados al periodo de construcción se expresan con números negativos para que así el primer año de operación de la planta sea el año cero.

Para el caso de una central hidroeléctrica, los perfiles de inversión corresponden al desarrollo que hubiera tenido el proyecto en condiciones ideales, es decir sin restricciones presupuestales o de ningún otro tipo.

Por otro lado, el factor de valor presente depende del perfil de inversión mensual y de la tasa mensual de descuento; el producto de este factor por el costo ISC+ADP proporciona el Costo Actualizado al Inicio de Operación.

En la Tabla 2.3 se muestran los programas de inversión y el factor de valor presente para diferentes tecnologías.

**Tabla 2. 3:** Programa de inversión y factor de valor presente [39].

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Programa de inversiones (%) Años de construcción								Factor de valor presente al inicio de operaciones 7.95%	Número de meses		
		Bruta	Netos	-8	-7	-6	-5	-4	-3	-2	-1		Pre-inversión	Construcción	Total
Termoeléctrica convencional	2	350	332.6				0	1.8	25.5	55.2	17.5	1.1335	12	39	51
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160	149.3					0.1	16.1	63.7	20	1.1246	12	36	48
Nuclear ABWR	2	80	75					0.1	19.2	62.6	18.1	1.1265	12	33	45
Nuclear AP1000	1	1,400	1,351	0.1	15	17.9	20.3	19.9	10.5	6.9	0.8	1.4382	12	96	108
Geoterm. Cerro Prieto	1	1,200	1,107		0	9	14.8	36	26.5	12.8	0.8	1.2949	12	72	84
Geoterm. Los Azufres	4	27	25					0	2.5	60.2	37.3	1.0945	12	28	40
P.H. El Cajón	4	26.6	25					0	2.5	60.2	37.3	1.0945	12	28	40
P.H. Chicoasén II	2	375	373.1			1	6.1	21.7	34.5	29.7	7.5	1.2085	12	52	64
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	81.2	80				0.9	13.5	21.9	45.5	18.3	1.1563	12	43	55
Eólica clase de viento 6	3	35.5	35					1	36.2	33.3	29.6	1.1355	12	36	48
Eólica clase de viento 7	50	2	2						0.3	44.4	55.3	1.0779	12	24	36
Solar fotovoltaica (Seg. 1 eje)	50	2	2						0.3	44.4	55.3	1.0779	12	24	36
	1	60	59.9						0.2	29	70.8	1.0701	12	20	32

## 2.5 Factor de Costo Nivelado de Inversión

El factor de costo nivelado de inversión nos permite conocer el costo nivelado del MWh neto generado a partir del costo ISC+ADP, por cada MW instalado. Este factor depende de la vida útil de la central, el factor de planta, la proporción de usos propios y la tasa de descuento.

En la Tabla 2.4 se muestran los factores de costo nivelado de inversión para diversas tecnologías.

**Tabla 2. 4:** Factor de Costo Nivelado de Inversión [39].

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Factor de costo nivelado 7.95%	Costo nivelado de inversión (USD/MWh neto) 7.95%
		Bruta	Netos		
Termoeléctrica convencional	2	350	332.6	1.41E-05	19.24
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160	149.3	1.62E-05	27.77
	2	80	75	1.62E-05	34.78
Nuclear ABWR	1	1,400.00	1,351.00	1.36E-05	55.18
Nuclear AP1000	1	1,200.00	1,107.00	1.22E-05	61.93
Geoterm. Cerro Prieto	4	27	25	1.20E-05	29.89
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25	1.20E-05	23.83
P.H. El Cajón	2	375	373.1	6.15E-05	73.06
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80	3.31E-05	53.76
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35	3.25E-05	96.25
Eólica clase de viento 6	50	2	2	3.04E-05	59.86
Eólica clase de viento 7	50	2	2	2.66E-05	52.37
Solar fotovoltaica (Seg. 1 eje)	1	60	59.9	4.59E-05	71.88

## 2.6 Costos de Combustibles

Un combustible se define como cualquier material que, al oxidarse de forma violenta, libera energía en forma de calor. Se trata de sustancias susceptibles a quemarse, donde se transforma una energía potencial o energía química en energía calorífica.

Se desconoce a ciencia cierta el origen de los combustibles, sin embargo, se cree que se formaron a partir de materia orgánica la cual fue envuelta por capas de tierra y rocas, y que subsiguientemente fue sometida a grandes presiones que descompusieron el producto.

En la generación de electricidad, se utilizan principalmente tres combustibles fósiles: carbón, petróleo y gas natural. Además de ellos en nuestro país utilizamos otras fuentes de energía, como el vapor geotérmico, el agua de las presas, el uranio enriquecido, el viento, etc. En la presente tesis utilizaremos como combustible principal el viento es por ello que el costo de nuestro combustible se determinará como cero.

## 2.7 Costos de O&M

El costo de operación y mantenimiento del MWh neto generado se determina separadamente del costo de combustible y se consideran dos componentes: los costos fijos y los costos variables.

**Los costos fijos** siempre estarán presentes independientemente de la operación de la planta y por ende no se hallan directamente relacionados con la energía generada por la planta. En este renglón se incluye los siguientes conceptos de costos:

- Prestaciones
- Salarios
- Seguro Social
- Mantenimiento y servicios generales por contrato
- Materiales de mantenimiento y consumo (herramientas, consumibles y renta de equipo)
- Gastos generales

**Los costos variables** son aquellos que guardan una relación directa con la generación de energía eléctrica. En este renglón se muestran los conceptos que incluyen los costos variables:

- Consumo de agua
- Lubricantes y sustancias químicas
- Equipos, materiales y refacciones relacionadas a la generación de energía
- Mantenimiento mayor (refacciones, equipo y servicios)

Según sea el caso de la tecnología con la que se cuente, los costos variables por mantenimiento mayor incluyen aquellos gastos para mantener los equipos principales como: Turbinas de vapor y de gas, condensadores y sistemas de enfriamiento, generadores de vapor y recuperadores de calor, equipos anticontaminantes, equipos para pulverizar el carbón, generadores eléctricos, entre otros.

En la Tabla 2.5 se presentan los costos fijos y variables de operación y mantenimiento de diferentes tecnologías, considerando que: los costos variables no incluyen el costo por consumo de agua. En el caso de los proyectos geotérmicos, las cifras están referidas exclusivamente a la central, ya que los inherentes al campo geotérmico son incluidos dentro del costo del combustible.

**Tabla 2. 5:** Costos de Operación y Mantenimiento [39].

Central	Número de unidades	Capacidad por unidad (MW)		Fijo	Variable	Total
		Bruta	Netos	USD/MW-año	USD/MWh neto	USD/MWh
Termoeléctrica convencional	2	350	332.6	28,234	2.17	6.47
con desulfurador y equipo para control de partículas	2	160	149.3	35,192	3.13	9.31
Nuclear ABWR	1	1,400.00	1,351.00	99,450	2.38	14.99
Nuclear AP1000	1	1,200.00	1,107.00	99,561	2.4	15.03
Geoterm. Cerro Prieto	4	27	25	129,858	0.05	17.49
Geoterm. Los Azufres	4	26.6	25	82,278	0.05	11.1
P.H. El Cajón	2	375	373.1	25,448	0	17.19
P.H. Chicoasén II	3	81.2	80	17,915	0	6.82
P.H. Chiapán (Angostura II)	3	35.5	35	30,343	0	11.55
Eólica clase de viento 6	50	2	2	25,150	0	8.2
Eólica clase de viento 7	50	2	2	25,150	0	7.18
Solar fotovoltaica (Seg. 1 eje)	1	60	59.9	13,970	0	6.93



## 2.8 Generación de energía eléctrica en el mundo

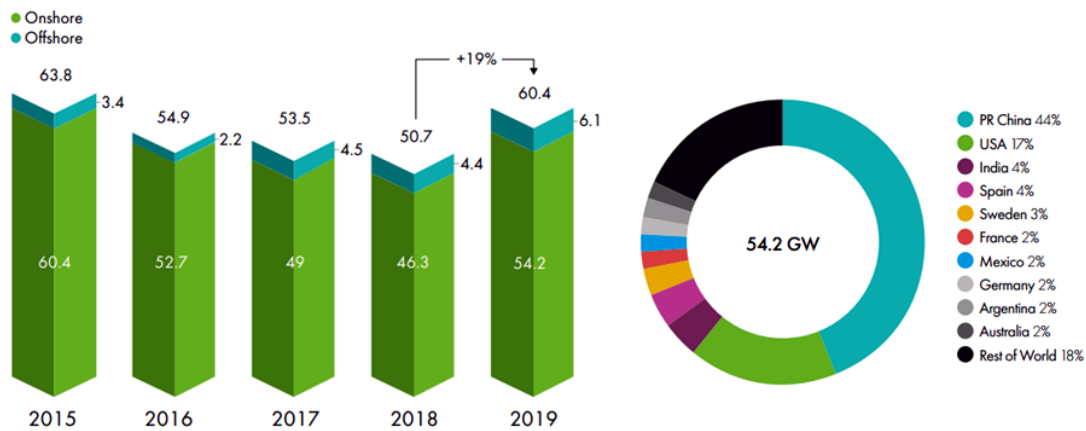
La energía eléctrica se encuentra inmersa dentro del corazón de las economías modernas y proporciona una parte creciente de los servicios energéticos en todo el mundo. La demanda de energía eléctrica incrementará aún más como resultado del aumento de los ingresos familiares, con la electrificación del transporte, la creciente demanda de dispositivos digitales conectados y el uso de aire acondicionado a raíz del incremento de la temperatura en el planeta.

El creciente y constante aumento de la demanda de electricidad fue una de las razones primordiales que propició que las emisiones globales de CO<sub>2</sub> del sector eléctrico alcanzaran un nivel récord en 2018, no obstante, el creciente desarrollo de tecnologías de generación de bajas emisiones coloca a la electricidad a la vanguardia en el combate contra la contaminación y el cambio climático. La electricidad descarbonizada, además, podría proporcionar una plataforma para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> en otros sectores a través de combustibles basados en electricidad como el hidrógeno o los combustibles líquidos sintéticos. La energía renovable también tiene un papel importante que desempeñar el cual es proporcionar acceso a la electricidad al 100% de la población mundial.

La energía eólica es una de las tecnologías de energía renovable de más rápido crecimiento. Su uso está aumentando constantemente en todo el mundo, en parte porque los costos son cada vez menores.

En 2019, la instalación mundial de energía eólica superó los 60 GW, un crecimiento del 19% en comparación con el 2018, y elevaron la capacidad instalada total a 650 GW, un crecimiento del 10% en comparación con el año pasado, según las cifras emitidas por el Global Wind Energy Council (GWEC) [43].

Las adiciones en el mercado eólico terrestre alcanzaron 54,2 GW, mientras que el mercado eólico marino superó el hito de 6 GW, lo que representa el 10% de la nueva instalación global en 2019, el nivel más alto hasta ahora como se observa en la Figura 2.5.



**Figura 2. 5:** Adiciones de instalación eólica en el mundo 2015-2019 (GW) [43].

Asia Pacífico continúa liderando el desarrollo mundial de energía eólica, representando el 50.7 % de las nuevas instalaciones globales durante el año 2019, seguido de Europa (25.5 %), América del Norte (16.1 %), América Latina (6.1%) y África y Medio Oriente (1.6 %). Los cinco principales mercados del mundo en 2019 para nuevas instalaciones fueron China, Estados Unidos, Reino Unido, India y España. Esos cinco mercados juntos constituyeron el 70 % de la instalación global del año 2019 como se aprecia en la Figura 2.6.

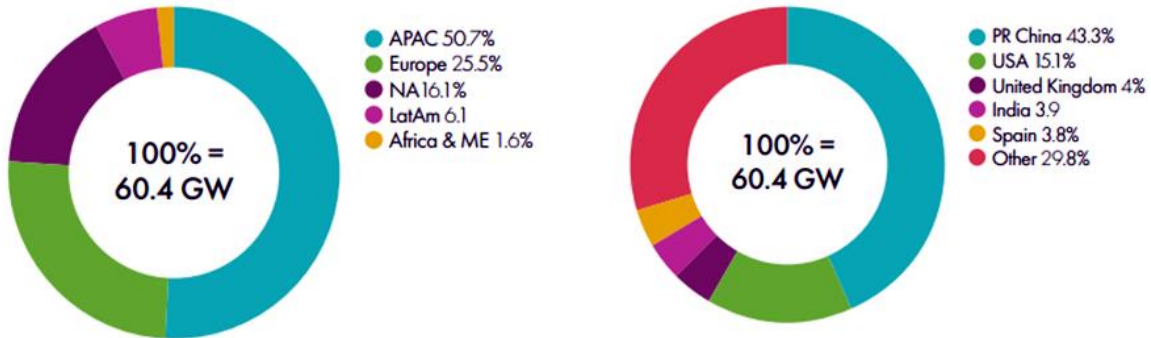


Figura 2. 6: Adiciones de instalación eólica por región 2019 [43].

La Figura 2.7 nos muestra la capacidad total instalada en el mundo, en tierra como en mar.

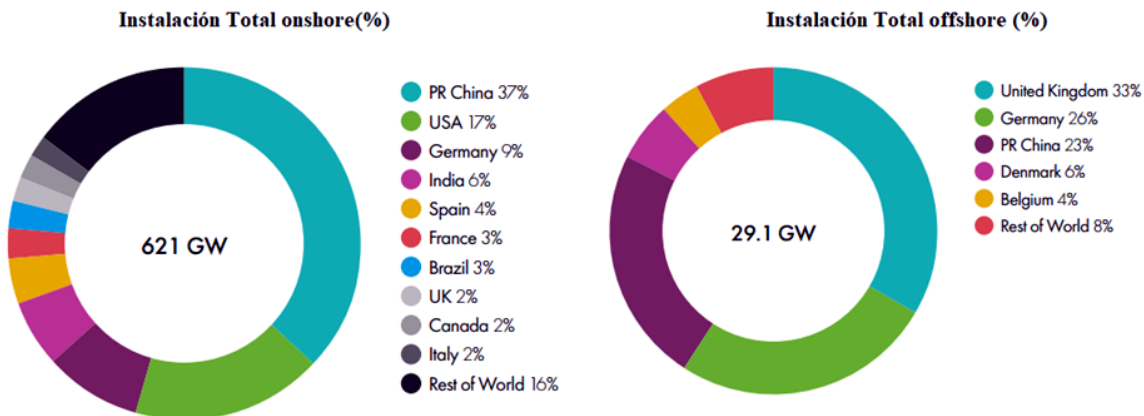


Figura 2. 7: Capacidad total instalada en el mundo 2019 [43].

Para el caso de México en el año 2018 se tuvo una adición de energía eólica en tierra de 929 MW para cerrar con una capacidad total de 4,935 MW, mientras que para el año 2019 se adicionaron 1,281 MW finalizando con una capacidad total de 6,215 MW, lo cual se puede apreciar en la Tabla 2.6.

**Tabla 2. 6:** Histórico de adiciones y totales de energía eólica en tierra [43].

[MW] onshore	Nuevas instalaciones 2018	Instalaciones totales 2018	Nuevas instalaciones 2019	Instalaciones totales 2019
<b>Total onshore</b>	<b>46,345</b>	<b>567,592</b>	<b>54,206</b>	<b>621,421</b>
<b>América</b>	<b>11,891</b>	<b>134,843</b>	<b>13,427</b>	<b>148,072</b>
USA	7,588	96,488	9,143	105,436
Canadá	566	12,816	597	13,413
Brasil	1,939	14,707	745	15,452
México	929	4,935	1,281	6,215
Argentina	445	673	931	1,604
Chile	204	1,619	526	2,145
Resto de América	220	3,605	204	3,807
<b>África, Medio Oriente</b>	<b>970</b>	<b>5,728</b>	<b>944</b>	<b>6,673</b>
Egipto	380	1,190	262	1,452
Kenia	312	338	0	338
Sudáfrica	0	2,085	0	2,085
Resto de África	278	2,115	682	2,798
<b>Asia- Pacífico</b>	<b>24,468</b>	<b>255,937</b>	<b>28,094</b>	<b>284,024</b>
China	20,200	205,804	23,760	229,564
India	2,191	35,129	2,377	37,506
Australia	549	5,362	837	6,199
Pakistán	400	1,189	50	1,239
Japón	261	3,652	274	3,921
Corea del sur	127	1,229	191	1,420
Vietnam	32	228	160	388
Filipinas	0	427	0	427
Tailandia	568	1,215	322	1,538
Resto de Asia	140	1,702	123	1,822
<b>Europa</b>	<b>9,016</b>	<b>171,084</b>	<b>11,741</b>	<b>182,652</b>
Alemania	2,402	52,932	1,078	53,913
Francia	1,563	15,307	1,336	16,643
Suecia	717	7,216	1,588	8,804
Reino Unido	589	13,001	629	13,617
Turquía	497	7,370	686	8,056
Resto de Europa	3,248	75,258	6,424	81,619

A su vez la Tabla 2.7 nos muestra el histórico de adiciones y totales en mar para el año 2018 y 2019.

**Tabla 2. 7:** Histórico de adiciones y totales de energía eólica en mar [43].

<b>[MW] offshore</b>	<b>Nuevas instalaciones</b>	<b>Instalaciones totales</b>	<b>Nuevas instalaciones</b>	<b>Instalaciones totales</b>
<b>Total offshore</b>	<b>4,348</b>	<b>22,997</b>	<b>6,145</b>	<b>29,136</b>
<b>Europa</b>	<b>2,658</b>	<b>18,280</b>	<b>3,627</b>	<b>21,903</b>
Reino Unido	1,312	7,963	1,764	9,723
Alemania	969	6,382	1,111	7,493
Bélgica	309	1,186	370	1,556
Dinamarca	61	1,329	374	1,703
Holanda	0	1,118	0	1,118
Resto de Europa	7	302	8	310
<b>Asia-Pacífico</b>	<b>1,690</b>	<b>4,687</b>	<b>2,518</b>	<b>7,204</b>
China	1,655	4,443	2,395	6,838
Corea del sur	35	73	0	73
Resto de Asia	0	171	123	292
<b>América</b>	<b>0</b>	<b>30</b>	<b>0</b>	<b>30</b>
USA	0	30	0	30

# CAPÍTULO 3

---

## MODELO PARA LA EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD DE LA GENERACIÓN

### 3.1 Introducción

En el presente capítulo se mostrará la metodología implementada para el desarrollo de un modelo que incluya una red eléctrica linealizada a través de flujos de potencia en CD, la aplicación de una técnica de agrupamiento para la reducción de escenarios y obtención de una curva hipotética horaria para el modelado de la generación eólica. Posteriormente se integrará el modelo linealizado de la red eléctrica y la curva hipotética horaria al modelo de planificación de la expansión de la capacidad de generación y se estudiará su impacto.

### 3.2 Flujos de Potencia Óptimos DC

La metodología de Flujo de Potencia Óptimo (FPO), fue definida a principios de los años sesenta como parte del problema de despacho económico gracias al desarrollo experimentado en las técnicas de optimización de problemas no lineales [44]. Carpentier fue quien lo formula como un problema de optimización no lineal y luego Dommel & Tinney lo designaron Flujo de Potencia Óptimo, el cual tienen como objetivo fundamental el operar óptimamente en régimen permanente [45]. El FPO ejecuta diversos ajustes en las variables de control, con la finalidad de optimizar una determinada función objetivo sin olvidar las restricciones operacionales de un sistema eléctrico. Esta herramienta se basa en la planeación y operación de sistemas eléctricos de potencia, para el despacho de potencia activa y reactiva, en determinar las pérdidas del sistema, la minimización de costos de generación, entre otros [46].

Tradicionalmente la potencia activa y reactiva son consideradas desacopladas y analizadas de forma independiente, y con el proceso de apertura de los mercados eléctricos en diversos países, en sustitución de los monopolios verticalmente integrados. Estas potencias son vistas como dos productos diferentes. La potencia activa es un bien considerada comerciable, sin embargo, la potencia reactiva es considerada como un servicio auxiliar que el operador del sistema debe proveer

y sus costos deberán ser divididos entre todos los usuarios del sistema [47]. Con estas consideraciones de las potencias, los métodos que buscan estimar sólo el flujo de potencia activa captaron un interés general.

Pandya y Joshi [48] realizaron un análisis de los diversos métodos de optimización utilizados para la solución del FPO. Un método de optimización es la programación lineal, gracias a su facilidad y simplicidad, no requiere de inversión de matrices, lo cual permite ahorrar memoria y costo computacional, es ampliamente utilizado en el análisis tecno-económico de los sistemas de potencia cuya finalidad es evaluar las transacciones comerciales de energía en los flujos de potencia activa de la red [47]. Para desarrollar este método se requiere linealizar la función objetivo y las restricciones no lineales de balance de potencia. Una serie de consideraciones deben ser satisfechas para la formulación del FPO como un problema de programación lineal.

### 3.3 Formulación del flujo de potencia óptimo DC

La metodología de flujo de potencia en AC clásica está compuesta por los flujos de potencia activa y reactiva y se formula mediante la asignación de cuatro variables a cada uno de los nodos del sistema, las cuales son magnitud y ángulo de voltaje e inyecciones de potencia activa y reactiva. Debido a que la potencia activa y reactiva son funciones no lineales del módulo y ángulo de voltaje debido al desacoplamiento existente entre el ángulo de voltaje y la potencia reactiva, puede formularse una relación lineal para la potencia activa muy aproximada si se consideran las siguientes suposiciones en el sistema [49]:

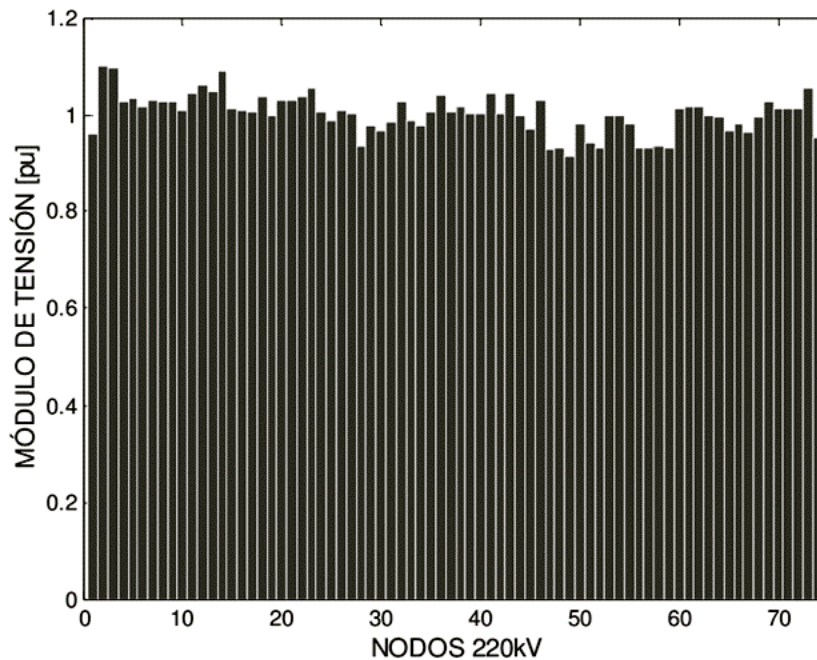
1. La resistencia  $r_{ij}$  de cada rama que une a los nodos  $i$  y  $j$  es despreciable en comparación con su reactancia  $x_{ij}$ , luego se asume como cero.
2. La magnitud de voltaje en cada nodo es igual al voltaje base del sistema, es decir 1 pu.
3. La diferencia de voltaje angular entre ramas que conectan a los nodos  $i$  y  $j$  es lo suficientemente pequeña, es decir,  $\cos(\theta_i - \theta_j) \approx 1$  y  $\sin(\theta_i - \theta_j) \approx \theta_i - \theta_j$ .

Con la suposición número 1, las pérdidas activas en las ramas son despreciadas y las susceptancias  $b_{ij}$  son iguales a los recíprocos negativos de las reactancias  $x_{ij}$ . En general esta consideración se da en líneas de transmisión de alto voltaje donde la relación entre la reactancia y resistencia “X/R” en las ramas es mayor que 3, lo que lleva a tener errores menores a 1% [44].

La suposición 2 supone un perfil de voltajes plano en la red. De la Figura 2.1 se observa un perfil de voltaje a manera de ejemplo, el cual no es totalmente plano y presenta una variación importante en las magnitudes. La desviación estándar es un parámetro importante que mide las variaciones de voltaje en los nodos, debido a que el modelo del FPO es muy sensible a valores elevados de este parámetro como se demuestra en [47].

Como ejemplo en la Figura 3.1 se calculó su desviación estándar y el valor fue de 0.0402 pu, lo cual es un valor elevado y puede causar errores significativos en la estimación de la potencia activa en el método de FPO.

De igual manera la suposición 2 impide evaluar la potencia reactiva en las ramas debido a un fuerte acoplamiento existente entre los voltajes y la potencia reactiva.



*Figura 3. 1:* Voltaje en nodos de 220 kV [50].

A través de la suposición 3 se presenta una linealización de la potencia activa en relación a los nodos. Debido a que las diferencias angulares acostumban a ser pequeñas para sistemas que presentan una carga baja, las funciones coseno y seno pueden ser aproximadas por el primer término de su desarrollo en series de MacLaurin.

Con las anteriores consideraciones asumidas las variables a ser analizadas son los ángulos de voltaje y los flujos de potencias activas. Las potencias activas inyectadas son ajustadas según se necesite, lo que las identifica como variables de control del sistema. Los ángulos son considerados como variables de estado, es decir, se calculan a partir de la variable de control potencia activa.

De esta manera podemos formular el modelo de FPO como un problema de optimización lineal, gracias a que las restricciones del balance de potencia entre la generación y la demanda fueron aproximadas mediante funciones lineales y los límites operacionales del sistema son constantes que respetan las características físicas impuestas por este mismo y sus generadores.

La función objetivo del modelo de FPO debe reflejar los aspectos económicos del sistema de potencia, siendo los costos de generación de potencia activa los que deben ser analizados, debiendo así minimizar los costos mediante el ajuste óptimo de las variables de control. El modelo de FPO que se resolverá con  $n$  nodos y  $m$  ramas se formula como se muestra a continuación [44]:

$$\min f(P_G) \quad (3.1)$$

Sujeto a:

$$\hat{B}\hat{\theta} = P \quad (3.2)$$

$$|P_f| \leq P_f^{max} \quad (3.3)$$

$$P_G^{min} \leq P_G \leq P_G^{max} \quad (3.4)$$

Donde  $f(P_G)$  es una función escalar que cuantifica los costos asociados a cada generador del sistema dado por:

$$f = \sum_{i=1}^n C_i P_{Gi} \quad (3.5)$$

El flujo de potencia en la rama que conecta los nodos  $i$  y  $j$  es sólo una componente del vector  $P_f$  y está dado por:

$$P_{ij} = \frac{\theta_i - \theta_j}{X_{ij}} \quad (3.6)$$

El vector de potencias  $P_f$  puede escribirse en función de los ángulos de voltaje mediante la expresión:

$$P_f = X^{-1} \hat{A}^T \hat{\theta} \quad (3.7)$$

donde  $X^{-1}$  es una matriz diagonal ( $m \times m$ ) de susceptancias de ramas  $b_{ij}$  dada por la expresión:

$$X^{-1} = \text{diag} \left[ \frac{-1}{X_{ij}} \right] \quad (3.8)$$

$\hat{A}$  es la matriz de incidencias nodos-ramas ( $[n-1] \times m$ ) reducida en la fila del nodo de referencia.



### 3.4 Planificación de la expansión de la capacidad de generación (GCEP)

A continuación, se presenta la formulación matemática del problema de planificación de la expansión de la capacidad de generación. Hay que recalcar que la formulación de planificación tiene por objetivo minimizar los costos de operación e inversión dentro de un periodo de planificación. Se formula a partir de un modelo matemático de programación lineal con enteros mixtos (MILP) basado en la minimización del valor esperado de la función objetivo. Los resultados que nos entregará se atañen a la inversión que se necesitará en cada periodo para cumplir con las restricciones técnicas de la operación y económica del sistema eléctrico de potencia.

Desde el punto de vista del planificador central, el problema determinista de GCEP puede formularse como la minimización de los siguientes términos de la función objetivo: (1) costo de inversión de las unidades candidatas; (2) costo fijo de operación y mantenimiento de las unidades candidatas; (3) costo operativo variable de las unidades de potencia existentes, candidatas y virtuales.

Se debe considerar un set de limitaciones que señalan los factores técnicos del problema asociados al despacho de generación eléctrica. Esto define la posible región factible de solución para el problema de optimización. Matemáticamente, el problema de optimización se puede formular de la siguiente manera:

$$\underbrace{\sum_{g \in B} (Iv_g Nu_g + OM_g Nu_g) \cdot Pm_g}_{\text{Costos fijo}} + \underbrace{\sum_{g \in (B \cup E \cup R)} (COe_g + COi_g + COv_g) \cdot hy}_{\text{Costo variable}} \quad (3.9)$$

La Ecuación 3.9 es la función objetivo. Con respecto a los costos fijos, estos se componen de dos factores, el primero es el costo de inversión de la unidad generadora, dado en [\$/MW]. Este representa el costo de construcción e instalación de la unidad y se dan una sola vez en el horizonte de planificación. El segundo factor son los costos de operación y mantención de la unidad, también se entregan en [\$/MW], pero al contrario del costo de inversión, estos implican un gasto anual, es decir, en cada periodo o año del horizonte de planificación se deben considerar.

**Margen de reserva de capacidad:** Esta restricción se asocia a obtener un nivel de capacidad instalada existente y futura que pueda sostener aumentos de la demanda asociado a un factor de seguridad. Los márgenes de reserva de planificación calculados han sido un estándar de la industria utilizado por los planificadores durante décadas como una indicación relativa de adecuación.

$$\sum_{g \in B} Pm_g \cdot Nu_g + \sum_{g \in (EUR)} Pm_g \geq (1 - MR) * D \quad (3.10)$$

**Balance nodal:** La formulación de esta restricción nos indica que la sumatoria de las potencias despachadas de cada generador ya sea existente, candidata o virtual, más el flujo de energía en las líneas de transmisión debe ser igual a la carga.

$$\sum_{g \in (BUEUR)} Geiv_g + \sum_{g \in (BUEUR)} Fp_{kn} = D \quad (3.11)$$

**Límites de transmisión:** El flujo de energía a través de las líneas de transmisión no debe violar su capacidad respectiva con respecto a las condiciones normales.

$$|b_{kn} \cdot (\theta_k - \theta_n)| \leq Fp_{kn} \quad \forall kn \in L \quad (3.12)$$

**Transformación no lineal:** Debido a la transformación no lineal, es necesario incluir una restricción de desigualdad para limitar la potencia activa suministrada por todas las unidades candidatas del generador  $g$ . Estas variables de decisión representan la producción total de la planta de energía.

$$P_g \leq Pm_g \cdot Nu_g \quad \forall g \in B \quad (3.13)$$

**Unidades de potencia máxima:** La cantidad máxima de unidades de potencia (entero) se limita considerando la cantidad máxima de generadores que se construirán.

$$Nu_g \leq Nm_g \quad \forall g \in B \quad (3.14)$$

**Ángulo del bus slack:** El ángulo del bus de referencia se define en este problema de optimización.

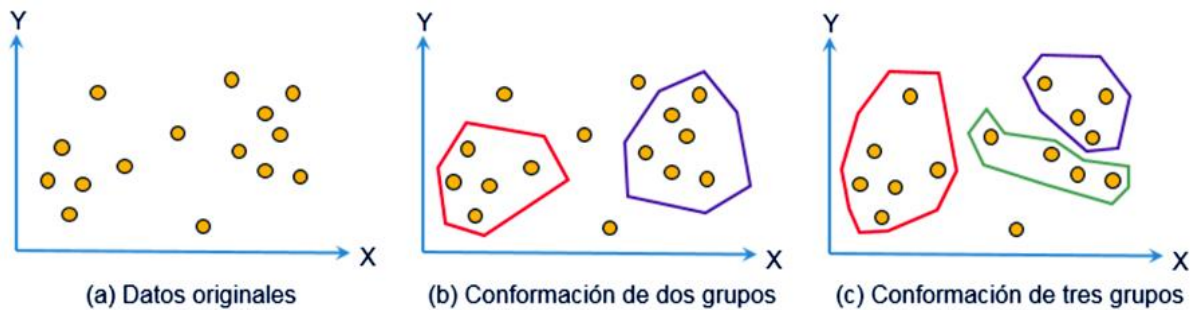
$$\theta_{ref} = 0 \quad (3.15)$$

En este trabajo, el ángulo de fase de voltaje máximo es  $\theta^M = \frac{\pi}{2}$

### 3.5 Técnicas de agrupamiento de datos

Las técnicas de agrupamiento de datos o clustering son ampliamente ocupadas para el análisis de datos en muy diversas áreas para el reconocimiento de patrones partiendo de tendencias que presentan subconjuntos dentro de una población objeto de análisis. Su propósito general es el conformar subclases para hacer que estos elementos del grupo tengan similitudes, también el identificar datos atípicos que puedan tener tendencias que el analista considere sean atípicos o ruido.

La Figura 3.2 se ejemplifica la aplicación de las técnicas de agrupamiento. En la Figura 3.2 (a) se muestra el total de población con su respectiva distribución de datos. Al momento de aplicar un algoritmo de agrupamiento y siguiendo un objetivo propuesto y sus respectivos parámetros de entrada que el analista decide se pueden obtener diversos números de grupos de  $n$  elementos del total de la muestra.



**Figura 3. 2:** Agrupamiento de datos [51].

Las diversas capacidades de los algoritmos de agrupación permiten a los analistas de datos utilizarlos en sinnúmero de aplicaciones cotidianas, En las Figuras 3.2 (b) y (c) se pueden observar dos casos donde se tiene la misma cantidad y distribución de elementos clasificados de dos formas diferentes según las necesidades del analista, partiendo de la muestra original de la Figura 3.2 (a).

Dependiendo de la aplicación con la cual se esté trabajando se puede emplear la técnica que más convenga según los intereses del analista. Han et al. [52] describen cuatro métodos generales, los cuales son los más reconocidos en la literatura de minería de datos:

- Métodos de partición
- Métodos jerárquicos
- Métodos basados en densidad y
- Métodos basados en cuadrículas.

En el presente trabajo únicamente nos enfocaremos en los métodos de partición, los cuales utilizan algoritmos que definen la similaridad con base a la distancia y fueron ideales para la aplicación deseada y compatibles con el software utilizado para la implementación del proyecto.

### 3.6 Métodos de Partición

Estos métodos fraccionan la población total de  $n$  elementos en un número  $k$  de grupos, de tal manera que cada grupo contendrá como mínimo un elemento y cada elemento pertenecerá únicamente a un solo grupo.

Los grupos creados bajo estos métodos tienen como fin encontrar una similitud entre los elementos de cada grupo a partir de medidas de distancia de sus elementos. La similitud se logra haciendo mínimas estas distancias comparadas con elementos de distintos grupos.

Los principales métodos de partición que son más conocidos y utilizados son el k-means y el K-medoids, los cuales se explican a continuación:

#### 3.6.1 Algoritmo K-means

El algoritmo fracciona un conjunto total de datos en un número  $k$  de grupos, usando como referencia de cada uno de los grupos su centroide. El centroide indica el punto medio del grupo el cual se determina al minimizar la sumatoria de los errores cuadrados entre cada uno de los elementos del grupo y éste. La Ecuación 3.9 muestra lo mencionado anteriormente:

$$E = \sum_{i=1}^k \sum_{p \in C_i} dist(p, c_i)^2 \quad (3.9)$$

La inicialización puede realizarse de forma aleatoria, organizando los elementos en clusters al azar o escogiendo los  $k$  representantes al azar en el dominio de los datos. El algoritmo funciona de la siguiente forma:

1. Se inicializa seleccionando  $k$  elementos del total de datos de nuestra muestra inicial, cada uno de estos elementos los considera los centroides de los mismos  $k$  grupos que va a formar.
2. Posteriormente, se calculan todas las distancias de todos los objetos restantes a todos los centroides, y se asigna la pertenencia de cada objeto al cluster que tenga más cercano.

3. A continuación, se recalcula el centroide de cada cluster, como la media de todos los objetos que lo componen y por último se calcula la sumatoria de los errores cuadrados,  $E$ , como se indicó en la Ecuación 3.9.
4. Partiendo de los nuevos centroides se realiza nuevamente los dos pasos anteriores, tantas veces como iteraciones se tengan indicadas. La selección final de los grupos se establece entonces por aquellos donde  $E$  sea la menor.

El método tiene la ventaja de tener una implementación relativamente sencilla, ha sufrido algunas modificaciones y mejoras, el método es sensible a valores extremos, lo cual hace que presente desventajas en la búsqueda de datos atípicos.

### 3.6.2 Algoritmo K-medoids

Este algoritmo tiene el mismo principio que el método de K-means. Para el método de K-means el centroide representa la media de cada grupo y en el presente método el centroide está representado por un elemento del grupo al que representará. A continuación, se describe el algoritmo:

1. Se inicializa seleccionando  $k$  elementos del total de datos de nuestra muestra inicial, cada uno de estos elementos los considera los centroides de los mismos  $k$  grupos que va a formar.
2. Posteriormente, se calculan todas las distancias de todos los objetos restantes a todos los centroides, y se asigna la pertenencia de cada objeto al cluster que tenga más cercano. Conseguida esta primera partición, se calcula el error absoluto por medio de la Ecuación 3.10.

$$E = \sum_{i=1}^k \sum_{p \in C_i} dist(p, o_i)^2 \quad (3.10)$$

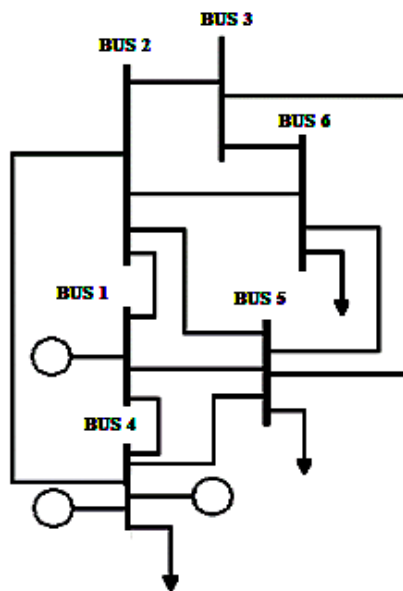
3. Siguiendo con el proceso para la siguiente iteración se reemplaza uno de los elementos representativos por cualquier otro elemento de forma aleatoria, se hacen nuevamente las agrupaciones y se calcula el error absoluto.
4. Partiendo de los nuevos centroides se realiza nuevamente los dos pasos anteriores, tantas veces como iteraciones se tengan consideradas, logrando tener las agrupaciones finales donde se produjo el menor valor de la sumatoria de errores absolutos.

Este algoritmo presenta una ventaja sobre el k-means al no permitir que los valores extremos o atípicos afecten sus resultados, sin embargo, representa un costo computacional mucho más alto.

### 3.7 Validación del modelo

El problema de optimización se resolvió utilizando MatLab® en una computadora con las siguientes características: Intel Core i5-8350U (1.70 GHz) con RAM 8 GB.

El sistema de prueba utilizado para probar e ilustrar la formulación propuesta es el clásico sistema de alimentación de 6 buses introducido por Wood y Wollemborg, como se muestra en la Figura 3.3. Los parámetros eléctricos de las líneas de transmisión se obtuvieron de [53], sin embargo, la potencia máxima de transferencia en las líneas de transmisión es de 300 [MW] con respecto al caso original.



*Figura 3. 3:* Sistema eléctrico de 6 buses [53].

Los datos para el sistema de generación se proporcionan en la Tabla 3.1. Además, el pronóstico de carga total para los clientes es de 1000 [MW]; y la carga total se divide proporcionalmente para cada bus de carga (bus 4, bus 5 y bus 6). Este problema considera un 20% del margen de reserva de capacidad; es decir. Además, el número máximo de unidades de potencia a construir es 3, y el valor de pérdida de carga (Value Of Lost Load por sus siglas en inglés VoLL) es de 10,000 [\$ / MWh].

En esta formulación, las variables, los ángulos y la generación de energía activa se basan en el uso del sistema por unidad (p.u.). La potencia base utilizada en el sistema de potencia es 100 [MVA].

**Tabla 3. 1:** Datos para el sistema de generación [1].

#	Bus	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
G1	1	250	Existente	–	18.5
G2	4	100	Existente	–	14.36
G3	4	50	Existente	–	22.11
G4	1	150	300,000	12,000	20.41
G5	3	100	250,000	30,000	25.95
G6	5	250	350,000	36,000	14.08
G7-G9	4,5,6	999	–	–	VoLL

### 3.8 Resultados de la validación

El propósito de realizar esta simulación es validar el modelo respecto a los resultados obtenidos en la literatura [1]. La tabla 3.2 muestra los resultados obtenidos:

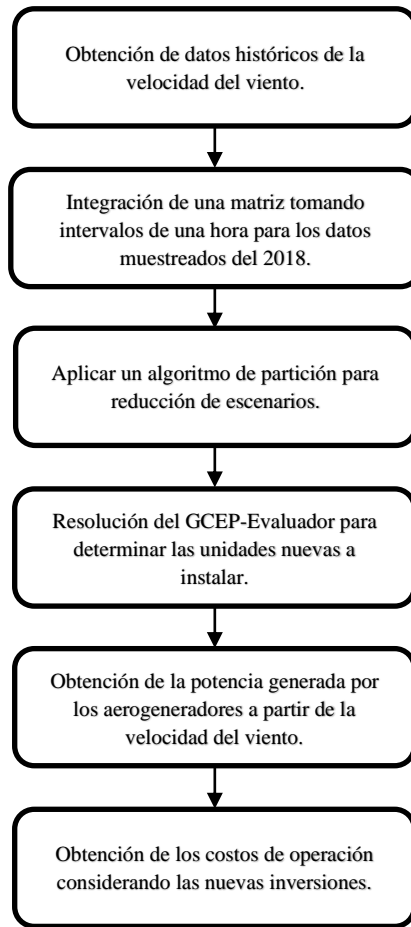
**Tabla 3. 2:** Validación del modelo GCEP [1].

GCEP	Simulación 1		Simulación 2	
	LT 300 [MW]	[1]	LT 1-2, 3-6: 150 [MW]	[1]
Nuevas unidades Bus 1	3	3	2	2
Nuevas unidades Bus 3	1	1	0	0
Nuevas unidades Bus 5	1	1	2	2
G1, [MW]	250	250	250	250
G2, [MW]	100	100	100	100
G3, [MW]	–	–	16.9	16.9
G4, [MW]	400	400	133.1	133.1
G5, [MW]	–	–	–	–
G6, [MW]	250	250	500	500
Costo, [\$]	420,346,200.0	420,346,200.0	428,435,502.4	428,435,502.4

Como se aprecia en la Tabla 3.2 se realizaron dos simulaciones para validar nuestro modelo, en la simulación 1 todas las líneas de transmisión tienen una capacidad de 300 MW y en la simulación 2 se limitó la línea que va del bus 1 al 2 y la línea que va del bus 3 al 6 a 150 MW de capacidad. En ambas simulaciones nuestros resultados fueron idénticos al documento de referencia, se puede afirmar que la formulación aplicada en el entorno Matlab fue exitosa y a partir de nuestro propio modelo ahora podremos incorporar aportaciones al modelo y analizar diversos sistemas eléctricos aplicados a la expansión de la capacidad de la generación.

### 3.9 Metodología propuesta

Para cumplir con unos de nuestros objetivos que es el obtener una curva hipotética horaria capaz de representar el comportamiento de los generadores eólicos se desarrolló la secuencia de pasos observada en el esquema de la Figura 3.4 siguiente:



**Figura 3. 4 :** Secuencia de pasos a incorporar en el modelo GCEP [55].

**Obtención de datos históricos:** Para obtener las velocidades del viento recurrimos al Atlas Eólico Mexicano el cual es un proyecto coordinado por el Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL) cuyo objetivo es elaborar un atlas eólico nacional y desarrollar la capacidad para hacer posible la planeación de la explotación del recurso eólico en México.

El Atlas Eólico Mexicano cuenta con una red de siete torres de medición de viento de 80 m de altura (con mediciones a 20, 40, 60 y 80 m), ubicadas en sitios estratégicos de diversos estados del país: Baja California, Chihuahua, Tamaulipas, Jalisco, Puebla, Oaxaca y Yucatán, como se muestra en la Figura 3.5.

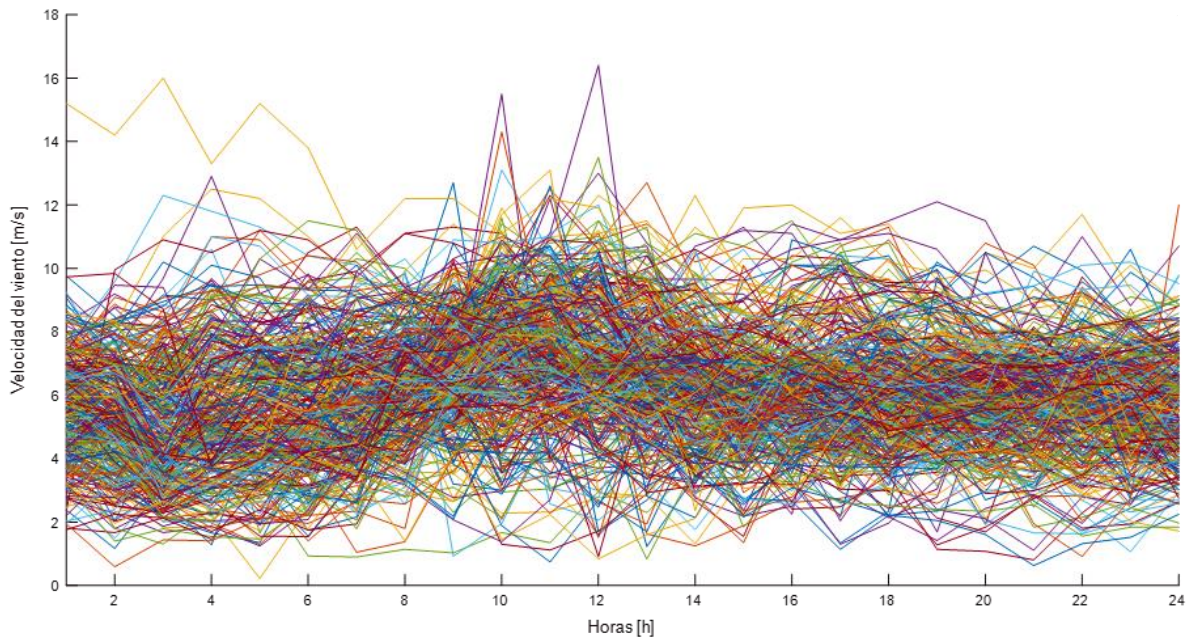




*Figura 3. 5:*Red de torres de medición eólica en el territorio mexicano.[54]

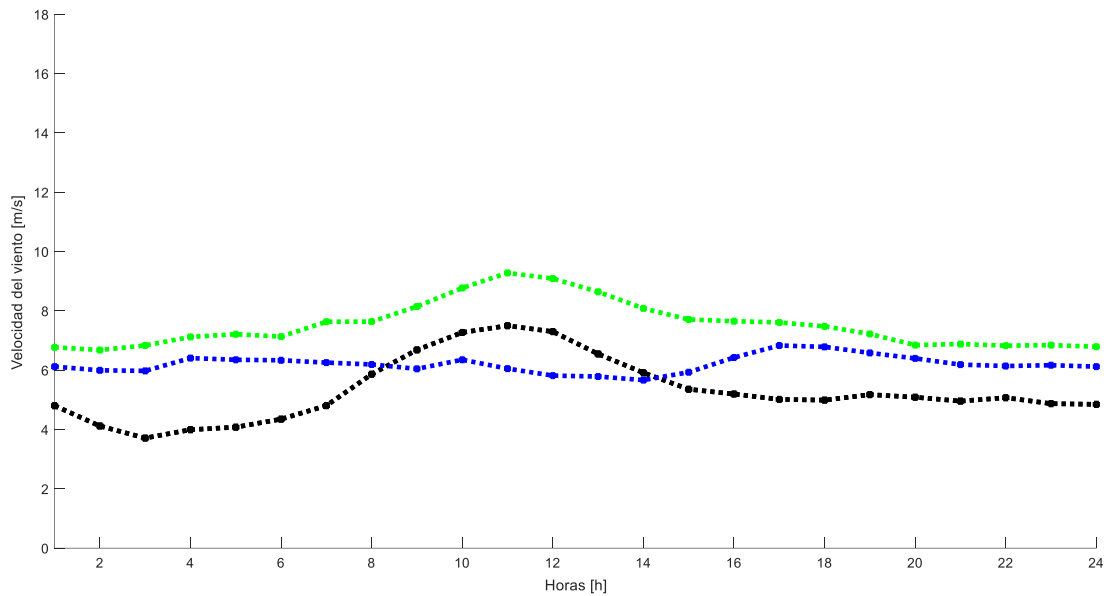
Para el presente trabajo decidimos elegir la torre de medición que se ubica en la península de Yucatán y se tomaron los datos a una altura de 80 [m] debido a que es de nuestro interés el analizar las características eólicas para una región donde existen problemas de generación de energía eléctrica.

**Integración de la matriz horaria:** El centro de monitoreo toma mediciones cada 10 minutos, sin embargo, para el presente trabajo se optó por tomar las muestras de cada hora logrando reducir notablemente la cantidad de datos y así maximizar los tiempos de simulación sin dejar de lado la correcta obtención de la curva hipotética horaria. En la Figura 3.6 se observa cada una de las curvas del viento graficando los 365 días del año.



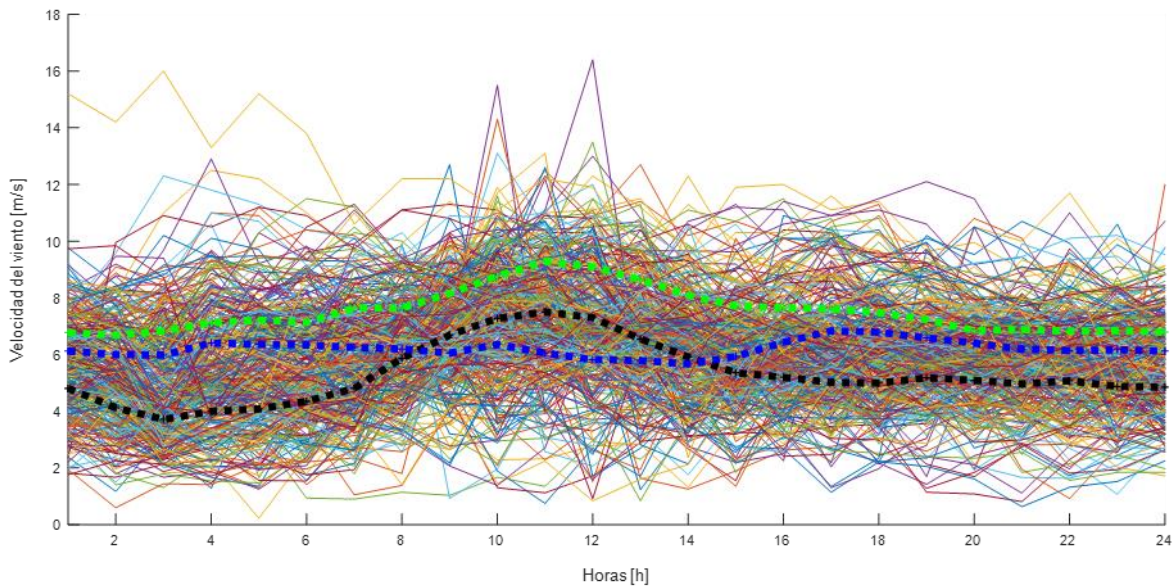
**Figura 3. 6 :**Gráfica horaria de la velocidad del viento de los 365 días del año 2018 [55].

**Aplicar algoritmo de partición:** Para obtener una curva que represente el comportamiento de los datos eólicos de todo el año recurrimos a una técnica de partición la cual nos permitirá analizar una o varias curvas hipotéticas del comportamiento que tuvo el viento durante todo el año 2018. Para ello utilizamos un algoritmo llamado K-means el cual agrupa los datos con mayor similitud en  $k$  cantidades de grupos. Con ello logramos reducir nuestros casos de estudio y en vez de analizar 365 casos ahora sólo se analizarán 3 que representan en mayor medida el comportamiento de todos los datos. La Figura 3.7 muestra tres curvas hipotéticas de la velocidad del viento para el año 2018.



**Figura 3.7 :** Gráfica hipotéticas de la velocidad del viento del total de datos del año 2018 [55].

La Figura 3.8 sobrepone las tres curvas hipotéticas sobre las 365 curvas del total de datos muestreados para el año 2018.



**Figura 3.8 :** Gráficas hipotéticas horarias de la velocidad del viento sobrepuestas en los 365 días del año 2018 [55].

**Resolución del GCEP-Evaluador:** El siguiente paso es la solución del programa de expansión de la capacidad de la generación, en este paso obtenemos las nuevas unidades a instalarse donde se minimiza el costo de inversión al obtener las unidades necesarias para satisfacer la

demanda del sistema eléctrico. Sin dejar de lado sus respectivas restricciones a las cuales están sujetas mencionadas en la sección 3.4.

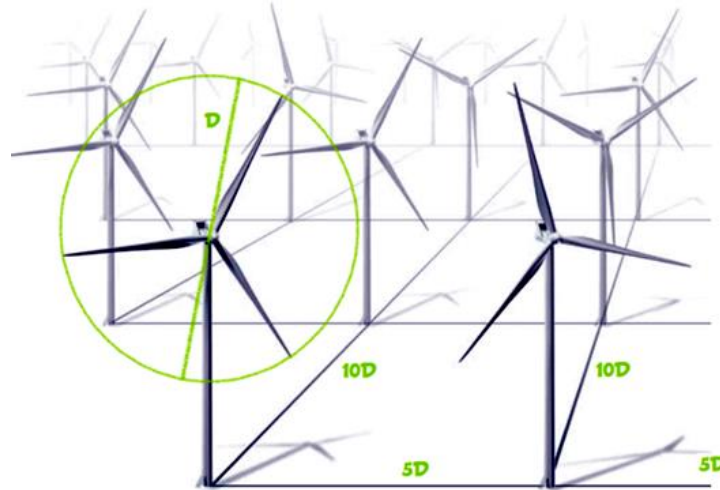
**Cálculo de potencia eléctrica:** Una vez obtenidas las curvas del viento hipotéticas con las que vamos a trabajar y conociendo las unidades nuevas que vamos a instalar es hora de transformar la velocidad del viento en potencia eléctrica para determinar exactamente la capacidad de energía eléctrica que disponemos con las curvas obtenidas para el periodo correspondiente de demanda. Para lograr lo antes mencionado recurrimos a la ecuación  $P = \frac{1}{2} C_p \rho A V^3$ .

Para poder determinar la potencia de generación debemos recurrir a la bibliografía para elegir un aerogenerador que se adapte a la altura donde fueron tomadas las muestras y así determinar la capacidad del parque eólico que a su vez nos permitirá conocer la generación de energía eléctrica que tendríamos con las curvas hipotéticas del viento.

El aerogenerador seleccionado fue de la marca Enercon modelo E82 y una potencia nominal de 2000 kW. A continuación, se muestran las características técnicas del aerogenerador:

- Fabricante: Enercon (Alemania)
- Turbina eólica: E82/2000
- Potencia: 2 000 kW
- Diámetro: 82 m
- Área de barrido: 5 281 m<sup>2</sup>
- Densidad de potencia: 2.65 m<sup>2</sup>/kW
- Número de palas: 3
- Velocidad del viento mínima: 2 m/s
- Velocidad del viento nominal: 12.5 m/s
- Velocidad del viento máxima: 25 m/s

Con los datos de la ficha técnica conformamos un parque de generación el cual está compuesto por 50 aerogeneradores con una capacidad nominal de 2 MW, la capacidad total nominal del parque es de 100 MW. La Figura 3.9 ejemplifica la distribución de los aerogeneradores.



**Figura 3. 9 :** Representación de la distribución de los aerogeneradores en un parque eólico [56].

Procedemos a realizar el cálculo de la potencia con los datos mencionados anteriormente. La Tabla 3.3 nos muestra los valores de velocidad de una de las curvas hipotéticas y la potencia generada horaria para 24 horas.

**Tabla 3. 3:** Potencia generada por la curva 1 hipotética [55].

Horas	Velocidad del viento [m/s]	Curva 1 Potencia [MW]
1	5.6937	25.6730
2	5.3355	21.1263
3	5.1861	19.4005
4	5.5226	23.4267
5	5.5587	23.8898
6	5.6519	25.1113
7	5.9299	29.0026
8	6.3660	38.3874
9	6.7783	46.3381
10	7.2752	59.7850
11	7.3785	62.3695
12	7.1683	57.1901
13	6.7356	45.4677
14	6.2984	37.1763
15	6.0707	33.2889
16	6.1629	34.8288
17	6.2185	35.7805
18	6.1628	34.8264
19	6.1157	34.0338
20	5.9312	29.0207
21	5.8088	27.2621
22	5.8296	27.5555
23	5.7569	26.5369
24	5.7182	26.0063

**Operación:** Para finalizar, se corre la última parte del modelo, ya considerando las nuevas unidades a instalar, la potencia de generación del aerogenerador con la velocidad del viento en un periodo específico y los costos de inversión de las nuevas unidades a instalarse. De este proceso se obtienen los costos totales del sistema de generación, así como los flujos de potencia en las líneas de transmisión.

### 3.10 Ejemplo. Caso de 6 buses

Para comparar la diferencia entre los costos totales de generación en un caso netamente térmico y otro caso incluyendo la generación eólica se realizará la simulación haciendo énfasis en que únicamente cambiarán los costos de inversión y operación y mantenimiento de la tecnología que sea sustituida.

#### Simulación

A continuación, se realizarán dos casos de estudio para validar la metodología propuesta:

**Caso 1:** Se analizará el sistema de seis buses con generación puramente térmica y con todas las consideraciones realizadas en la sección 3.7 Simulación 1.

**Caso 2:** Se sustituirá una carboeléctrica por un parque de generación eólico de la misma capacidad y se realizará la simulación para ambos casos, logrando así comparar los costos de generación con y sin integración eólica.

La Tabla 3.4 presenta los datos de los generadores.

**Tabla 3. 4 :** Datos técnicos para el sistema de generación [57].

Tecnología de generación	# Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
<b>Caso 1.- Sistema netamente térmico</b>							
Térmica	G1	1	Existente	250	Existente	–	18.5
Térmica	G2	4	Existente	100	Existente	–	14.36
Térmica	G3	4	Existente	50	Existente	–	22.11
Ciclo combinado	G4	1	2	150	1,096,358	13,546	28.02
Carboeléctrica	G5	3	3	100	2,713,713	38,327	25.75
Carboeléctrica	G6	5	1	250	2,713,713	38,327	25.75
–	G7-G9	4,5,6	–	999	–	–	VoLL
<b>Caso 2.- Sistema térmico con incorporación de energía eólica</b>							
Térmica	G1	1	Existente	250	Existente	–	18.5
Térmica	G2	4	Existente	100	Existente	–	14.36
Térmica	G3	4	Existente	50	Existente	–	22.11
Ciclo combinado	G4	1	2	150	1,096,358	13,546	28.02
Eólica	G5	3	3	100	2,226,694	35,088	0
Carboeléctrica	G6	5	1	250	2,713,713	38,327	25.75
–	G7-G9	4,5,6	–	999	–	–	VoLL

Al realizar la simulación con los datos arriba mencionados los resultados se aprecian en la Tabla 3.5. Existe una reducción en los costos de generación al introducir un parque de generación eólico. Se observa que para el caso de generación eólica se tiene una capacidad máxima de 300 MW sin embargo sólo se está aprovechando 78.5 MW debido a las condiciones del viento en ese periodo de tiempo. Es decir, estaríamos teniendo costos más bajos cuando integramos el parque eólico al sistema sin dejar de lado todos los beneficios extras que se tienen, como la reducción de gases efecto invernadero y el cumplir con los compromisos ambientales internacionales que adquieren los gobiernos en materia de política ambiental.

**Tabla 3.5 :** Resultados de la simulación “Ejemplo caso 6 Buses” [55].

Tecnología de generación	Unidades nuevas a instalarse	Capacidad máxima [MW]	# Generador	Potencia optima de generación [MW]	Costo total de generación [S]
<b>Caso 1.- Sistema térmico</b>					
Térmica	Existente	250	G1	250	2,045,730,730.00
Térmica	Existente	100	G2	100	
Térmica	Existente	50	G3	50	
Ciclo combinado	2	300	G4	50	
Carboeléctrica	3	300	G5	300	
Carboeléctrica	1	250	G6	250	
<b>Caso 2.- Sistema térmico y eólico</b>					
Térmica	Existente	250	G1	250.00	1,885,342,657.61
Térmica	Existente	100	G2	100	
Térmica	Existente	50	G3	50	
Ciclo combinado	2	300	G4	271.4989	
Eólica	3	300	G5	78.50	
Carboeléctrica	1	250	G6	250	

Como parte del modelo de expansión de la capacidad de la generación la Tabla 3.6 muestra los flujos de potencia que tuvieron las líneas de transmisión en ambos casos de simulación. Se observa que algunos flujos en las líneas son negativos, lo que está indicando es el sentido del flujo de potencia es decir si entra o sale la potencia de un determinado nodo.

Para el Caso 1 la mayoría de las líneas se encuentran aún con capacidad de transmisión ya que su máximo es de 300 [MW], sin embargo, la línea que presenta mayor congestión con el 74.8 % de su capacidad es L3-L6, debido a que en el bus 3 se despacha generación térmica y es la línea que conecta al bus 6 el cual demanda 333 [MW] de carga. La línea con menor flujo fue L4-L5 debido a que tanto en el bus 4 como en el bus 5 se tiene generación de energía y no se requiere el flujo de energía de un bus al otro.

Con respecto al Caso 2 al igual que el caso anterior las líneas aún cuentan con capacidad de transmisión, la línea con mayor flujo fue L1-L4 con el 63.52 % de su capacidad, esto se debe a que en el bus 4 no existe la generación suficiente y la energía generada en el bus 1 es enviada al bus 4 a través de L1-L4 para solventar la carga de 333[MW]. La línea con menor flujo fue L2-L4 debido a que en el bus 2 no tenemos generación de energía.

En general para ambos casos se determina que el sistema cuenta aún con suficiente capacidad en las líneas de transmisión para solventar las necesidades crecientes de demanda.

**Tabla 3. 6 :** Flujos de Potencia “Ejemplo caso 6 Buses” [55].

Líneas de transmisión	Flujo de Potencia Caso 1 [MW]	Flujo de Potencia Caso 2 [MW]
L1 - L2	-99.2477	-188.415
L1 - L4	-125.2689	-190.5826
L1 - L5	-75.4833	-142.5013
L2 - L3	33.0377	-42.6161
L2- L4	-52.0424	-4.3353
L2 - L5	-9.3182	-16.8913
L2 - L6	-70.9247	-124.5722
L3 - L5	-42.5187	21.487
L3 - L6	-224.4436	-142.6042
L4 - L5	6.022	-11.5846
L5 - L6	-37.965	-66.1569

Para finalizar el ejemplo del caso de 6 buses procederemos a analizar el impacto de la obtención de la curva eólica bajo diversos escenarios. Los cuales se describen a continuación:

**Escenario 1:** Curva eólica hipotética considerando 24 horas.

**Escenario 2:** Curva eólica hipotética considerando 48 horas.

**Escenario 3:** Curva eólica hipotética considerando 96 horas.

**Escenario 1**

La Tabla 3.7 muestra la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representarías el sistema de generación en dicho escenario.

**Tabla 3. 7 :** Resultados de la inversión para el Escenario 1 [55].

Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [S]	Costo de Operación y Mantenimiento [S]	Costo Total [S]
PG1	1	Existente	1,699,530,805.0	143,101,075.5	1,842,631,880.5
PG2	4	Existente			
PG3	4	Existente			
IPG4-1	1	2			
IPG5-3	3	3			
IPG6-5	5	1			



La Figura 3.10 representa el despacho de los generadores tanto existentes como los nuevos, como se puede apreciar en cada uno de los periodos tenemos participación de energía eólica (IPG5-3), la cual se ve directamente influenciada por la velocidad del viento en cada uno de los periodos. La base del despacho se da con las unidades existentes y conforme aumenta la demanda se despachan las nuevas unidades.

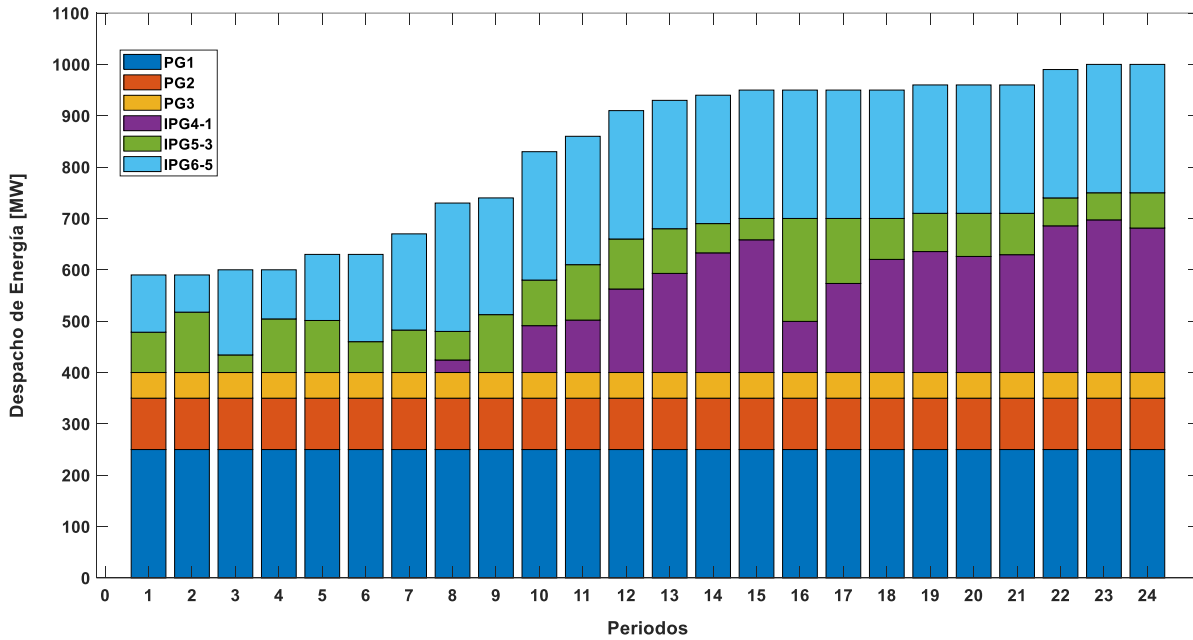


Figura 3. 10 : Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 1 [33].

**Escenario 2**

La Tabla 3.8 muestra la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representarías el sistema de generación para el escenario 2.

Tabla 3. 8 : Resultados de la inversión para el Escenario 2 [55].

Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [€]	Costo de Operación y Mantenimiento [€]	Costo Total [€]
PG1	1	Existente	1,699,530,805.0	130,386,866.7	1,829,917,671.7
PG2	4	Existente			
PG3	4	Existente			
IPG4-1	1	2			
IPG5-3	3	3			
IPG6-5	5	1			

La Figura 3.11 representa el despacho de los generadores tanto existentes como las unidades nuevas a instalar para satisfacer la demanda en cada periodo, en el periodo 28 se observa el comportamiento cuando se tiene una mayor generación eólica (IPG5-3), gracias a ella se disminuye la generación con las unidades existentes que corresponden a generación térmica.

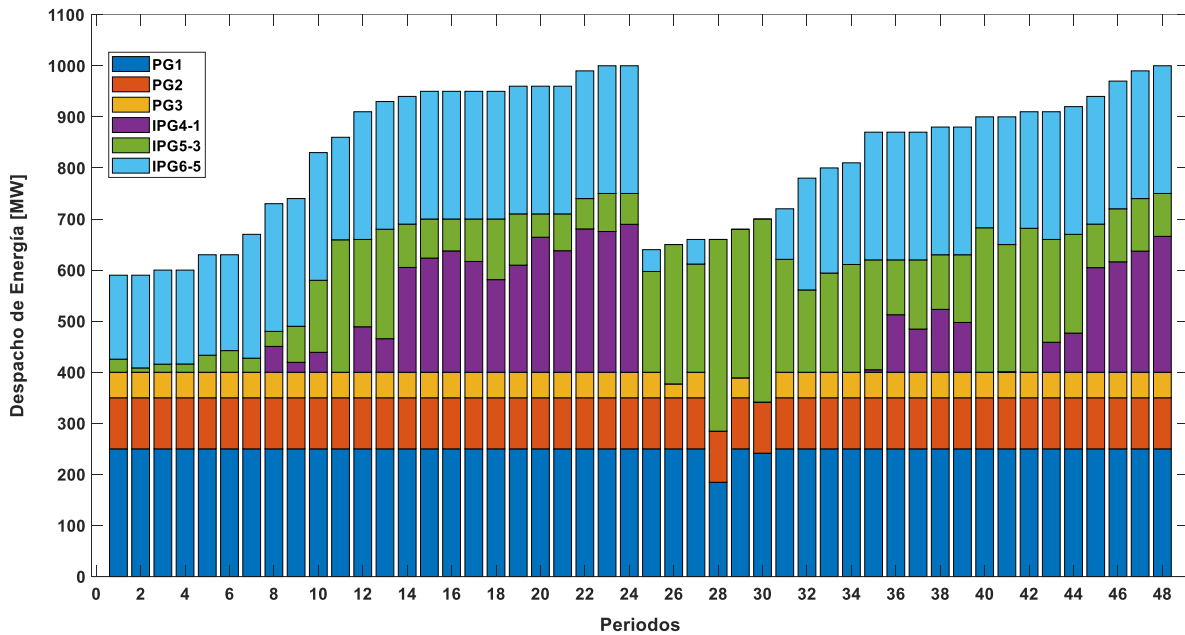


Figura 3. 11 : Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 2 [55].

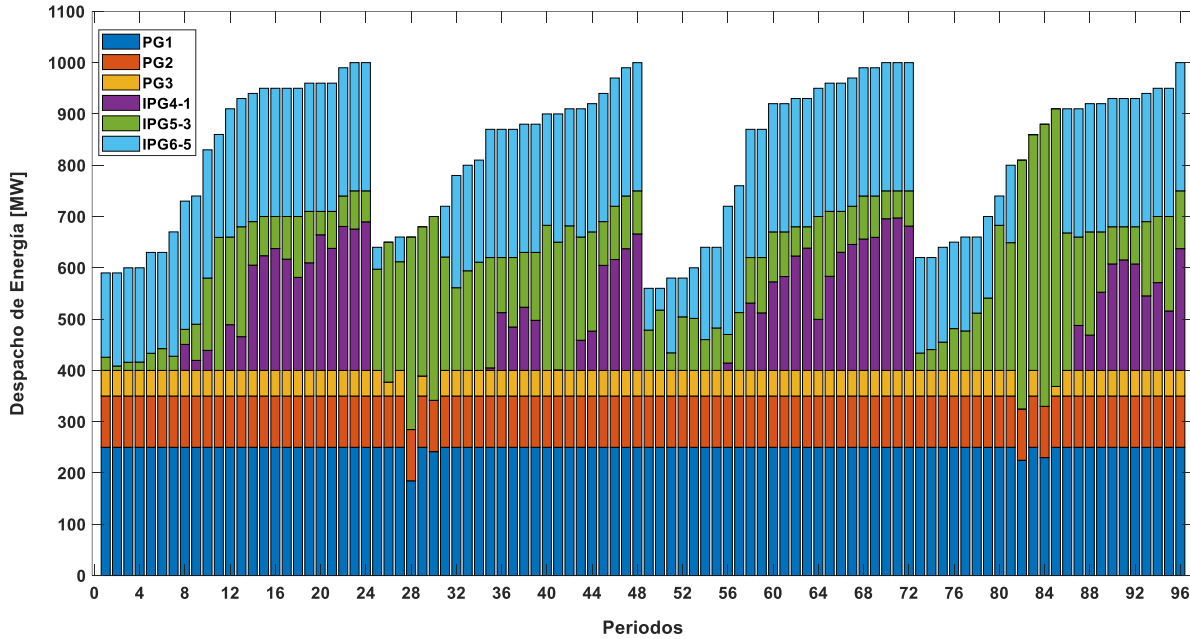
### Escenario 3

En la Tabla 3.9 se observa la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representarías el sistema de generación en dicho escenario.

Tabla 3. 9: Resultados de la inversión para el Escenario 3 [55].

Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [S]	Costo de Operación y Mantenimiento [S]	Costo Total [S]
PG1	1	Existente	1,699,530,805.0	130,186,786.7	1,829,717,591.7
PG2	4	Existente			
PG3	4	Existente			
IPG4-1	1	2			
IPG5-3	3	3			
IPG6-5	5	1			

En la Figura 3.12 se observa el despacho de los generadores tanto existentes y de las unidades nuevas a instalar para satisfacer la demanda en cada periodo, en esta gráfica se representa de mejor manera el impacto en la generación eólica, es decir, mientras mayor es la generación eólica menor es la generación con unidades térmicas, minimizando los costos de generación. Este impacto se puede observar claramente en los periodos 28,82 y 84.



**Figura 3. 12:** Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 3 [55].

Para el caso de los costos de generación en cada uno de los escenarios, se identificó que entre mayor sea el número de horas consideradas para la generación eólica tendremos mayor precisión en los costos de generación de un sistema eléctrico. Es decir, los costos de generación son menores a mayor número de horas de velocidad del viento consideradas.

A mayor generación con energía eólica menor será el despacho de las unidades térmicas existente, beneficiando en la reducción de combustibles fósiles y disminuyendo los costos de operación del sistema. Los costos de operación del sistema se encuentran determinados en función de las inversiones realizadas. Se determinó que a mayor inversión menor es el costo de operación del sistema y viceversa a menor costo de inversión mayor será el costo de operación del sistema.

La metodología implementada mostró resultados eficientes al incorporar una curva hipotética de generación eólica en el modelo de expansión de generación sin la necesidad de contar con un modelo estocástico, logrando reducir los tiempos de simulación, ahorrando recursos computacionales y facilitando la implementación al no considerar a detalle la parte estocástica de la generación eólica.

# CAPÍTULO 4

---

## CASOS DE ESTUDIO IEEE-RTS 24 BUSES

### 4.1. Introducción

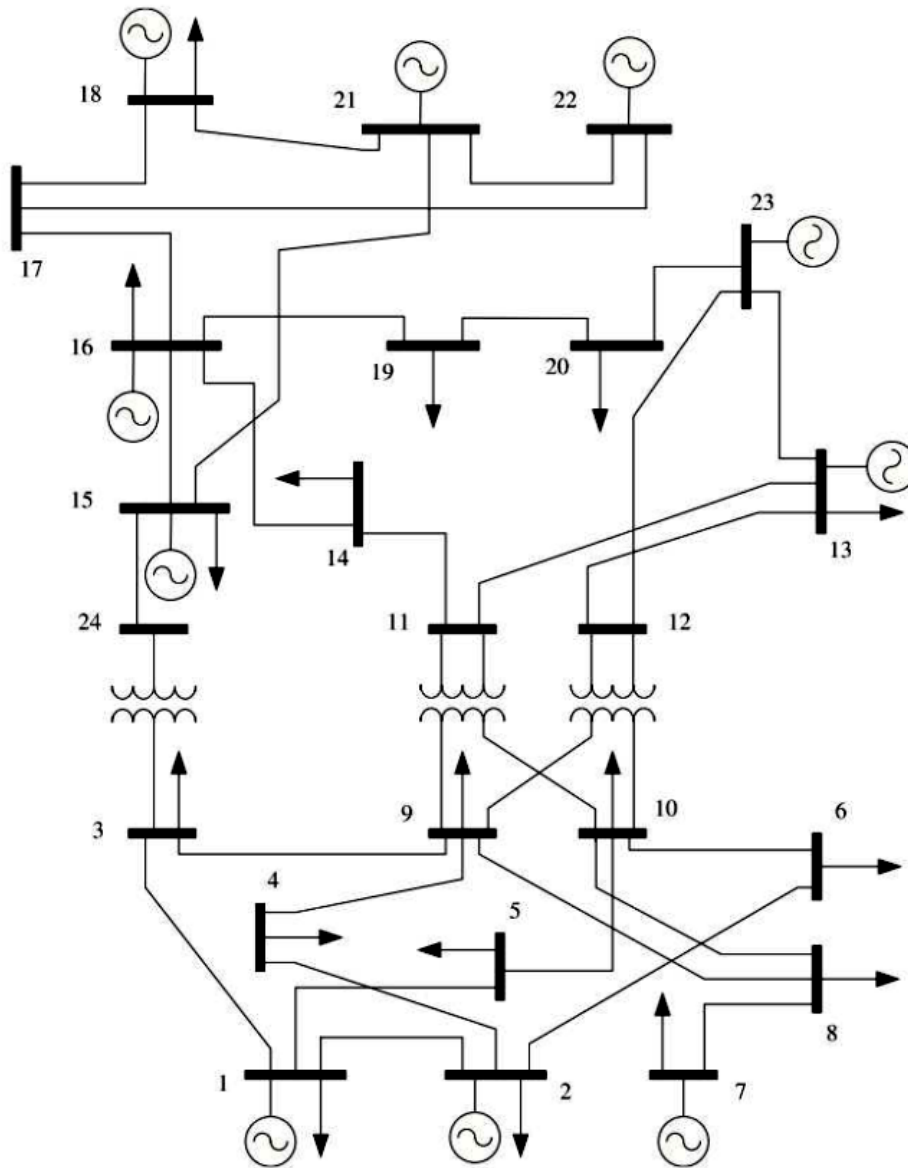
En este capítulo se revisará la aplicación de la metodología propuesta, analizando diversos casos de estudio con integración térmica, eólica y una mezcla entre ambas, además de ello se analizará el impacto de las curvas hipotéticas de los generadores eólicos.

El sistema de prueba de 24 nodos IEEE fue desarrollado para representar, en la medida de lo posible, todas las diferentes tecnologías y configuraciones que se pueden encontrar en cualquier sistema. El sistema es un sistema híbrido y atípico, de no serlo, daría como resultado un sistema con características menos universales y, por lo tanto, no sería útil como referencia para probar el impacto de diferentes técnicas de evacuación.

En esta formulación, las variables, los ángulos y la generación de energía activa se basan en el uso del sistema por unidad (p.u.). La potencia base utilizada en el sistema de potencia es 100 [MW].

El caso de estudio utilizado para implementar el modelo GCEP es el sistema de prueba IEEE RTS de 24 buses, el cual se aprecia en la Figura 4.1 [58].

Los costos de operación de las unidades generadoras, así como los datos del resto del sistema son tomados de [58] y las características de las inversiones son tomadas de [57]. Además, el número máximo de unidades de potencia a construir es 3, y el valor de pérdida de carga (Value Of Lost Load por sus siglas en inglés VoLL) es de 10,000 [\$ / MWh].



**Figura 4. 1:** Sistema de prueba IEEE RTS de 24 buses [58].

Los datos para el sistema de generación se proporcionan en la Tabla 4.1. Además, el pronóstico de carga total para los clientes es de 5,700 [MW] y la potencia máxima en las líneas de transmisión es de 175 [MW] para las líneas (L1-L2, L1-L3, L1-L5, L2-L4, L2-L6, L3-L9, L4-L9, L5-L10, L6-L10, L7-L8, L8-L9, L8-L10), de 400 [MW] para las líneas (L3-L24, L9-L11, L9-L12, L10-L11, L10-L12) y para el resto de las líneas es de 500 [MW] (L11-L13, L11-L14, L12-L13, L12-L23, L13-L23, L14-L16, L15-L16, L15-L21, L15-L21, L15-L24, L16-L17, L16-L19, L17-L18, L17-L22, L18-L21, L19-L20, L19-L20, L20-L23, L20-L23, L21-L22). En total suman 38 líneas de transmisión.

**Tabla 4. 1 :** Datos del sistema de generación [58].

Tipo de generación	# Generador	Bus	Capacidad [MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Combustóleo ciclo térmico	G1	1	192	13
Carbón turbina alimentada por vapor	G2	2	304	11.08
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G3	7	300	14.36
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G4	13	591	14.85
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G5	15	60	5.65
Carbón turbina alimentada por vapor	G6	16	310	12.38
Nuclear	G7	18	400	4.42
Nuclear	G8	21	400	4.42
Hidroeléctrica	G9	22	300	0.001
Carbón turbina alimentada por vapor	G10	23	505	11.84

A continuación, se realizarán tres casos de estudio para su análisis:

**Caso 1:** Se analizará el sistema de 24 buses con generación térmica para determinar el costo de generación del sistema, este caso servirá como punto de partida para su comparación contra los casos futuros.

**Caso 2:** Para este caso se realizará la propuesta de sustituir todas las unidades térmicas propuestas en el caso 1 por parques eólicos, determinando los costos de generación del sistema.

**Caso 3:** Se sustituirán todas las carboeléctricas propuestas en el caso 1 por parques de generación eólico de la misma capacidad, teniendo ahora un sistema combinado de generación térmica y eólica, logrando así comparar los costos de generación contra los demás casos.

## 4.2 Caso 1. Inversiones térmicas

En este caso de estudio se propondrá adiciones al sistema de generación exclusivamente con generación térmica (plantas de ciclo combinado y carboeléctricas). La Tabla 4.2 muestra las características de las unidades propuestas para su integración al sistema de generación. Los nodos elegidos para generación son aquellos donde se presenta carga y en los que no contamos con generación para poder solventar la demanda del sistema.

**Tabla 4. 2 :** Datos del sistema propuesto de generación. Caso 1 [59].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Carboeléctrica	IPGC12-5	5	3	350	2,713,713	38,327	25.75
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	8	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Carboeléctrica	IPGC14-12	12	3	350	2,713,713	38,327	25.75
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	14	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Carboeléctrica	IPGC16-19	19	3	350	2,713,713	38,327	25.75

A continuación, se procederá a correr el modelo de GCEP con las consideraciones técnicas mencionadas en la sección anterior y considerando un margen de reserva del 20%. Los costos de generación del sistema, así como el despacho de las unidades se reporta en la Tabla 4.3.

**Tabla 4.3 :** Resultados Caso 1 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades a instalarse	Capacidad máxima [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Combustión ciclo térmico	G1	1	Exi stente	192	8,776,118,695.56	597,345,967.97	9,373,464,663.53
Carbón turbina alimentada por vapor	G2	2	Exi stente	304			
Combustión turbina alimentada por vapor	G3	7	Exi stente	300			
Combustión turbina alimentada por vapor	G4	13	Exi stente	591			
Combustión turbina alimentada por vapor	G5	15	Exi stente	60			
Carbón turbina alimentada por vapor	G6	16	Exi stente	310			
Nuclear	G7	18	Exi stente	400			
Nuclear	G8	21	Exi stente	400			
Hidroeléctrica	G9	22	Exi stente	300			
Carbón turbina alimentada por vapor	G10	23	Exi stente	505			
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	3	900			
Carboeléctrica	IPGC12-5	5	1	350			
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	8	3	900			
Carboeléctrica	IPGC14-12	12	2	700			
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	14	3	900			
Carboeléctrica	IPGC16-19	19	3	1050			

El número máximo de unidades a construir son 3 para todas las tecnologías, sin embargo, en este caso no se requirió instalar todas las carboeléctricas para suplir la demanda del sistema.

### 4.3 Caso 2. Inversiones eólicas

En este caso de estudio se propondrá adiciones al sistema de generación puramente eólicas, la Tabla 4.4 muestra las características de las unidades propuestas para su integración al sistema de generación.

**Tabla 4.4 :** Datos del sistema propuesto de generación. Caso 2 [59].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Eólica	IPGE11-3	3	3	300	2,226,694	35,088	0
Eólica	IPGE12-5	5	3	350	2,226,694	35,088	0
Eólica	IPGE13-8	8	3	300	2,226,694	35,088	0
Eólica	IPGE14-12	12	3	350	2,226,694	35,088	0
Eólica	IPGE15-14	14	3	300	2,226,694	35,088	0
Eólica	IPGE16-19	19	3	350	2,226,694	35,088	0

A continuación, se procederá a correr el modelo de GCEP con las mismas consideraciones técnicas mencionadas en la sección 4.1, el margen de reserva se considera del 20%. Los costos de generación del sistema, así como el despacho de las unidades se reporta en la Tabla 4.5.

**Tabla 4. 5 :** Resultados Caso 2 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades a instalarse	Capacidad máxima [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Combustión ciclo térmico	G1	1	Exi stente	192	10,404,206,242.57	41,708,913,042.87	52,113,119,285.44
Carbón turbina alimentada por vapor	G2	2	Exi stente	304			
Combustión turbina alimentada por vapor	G3	7	Exi stente	300			
Combustión turbina alimentada por vapor	G4	13	Exi stente	591			
Combustión turbina alimentada por vapor	G5	15	Exi stente	60			
Carbón turbina alimentada por vapor	G6	16	Exi stente	310			
Nuclear	G7	18	Exi stente	400			
Nuclear	G8	21	Exi stente	400			
Hidroeléctrica	G9	22	Exi stente	300			
Carbón turbina alimentada por vapor	G10	23	Exi stente	505			
Eólica	IPGE11-3	3	2	600			
Eólica	IPGE12-5	5	2	700			
Eólica	IPGE13-8	8	1	300			
Eólica	IPGE14-12	12	3	1050			
Eólica	IPGE15-14	14	3	900			
Eólica	IPGE16-19	19	3	1050			

Como en el caso anterior, el modelo no requirió la instalación del número máximo de unidades, debido a que con la capacidad máxima de cada parque eólico se suple la demanda del sistema, sin embargo, por las características naturales de la generación eólica existen periodos en los que no es suficiente la generación eólica y se debe recurrir a las unidades virtuales para suplir la demanda. Es por ello que el costo de generación se dispara a más de 5 veces el costo del caso 1.

#### 4.4 Caso 3. Inversiones térmicas y eólicas

Finalizando con los casos, se realizarán integraciones al sistema combinando la tecnología térmica y la tecnología eólica la Tabla 4.6 muestra las características de las unidades propuestas para su integración al sistema de generación.

**Tabla 4. 6.:** Datos del sistema propuesto de generación. Caso 3 [59].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades candidatas a instalarse	Capacidad [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Eólica	IPGE12-5	5	3	350	2,226,694	35,088	0
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	8	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Eólica	IPGE14-12	12	3	350	2,226,694	35,088	0
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	14	3	300	1,096,358	13,546	28.02
Eólica	IPGE16-19	19	3	350	2,226,694	35,088	0



Ahora, se procederá a correr el modelo de GCEP con las mismas consideraciones técnicas mencionadas en la sección 4.1 y un margen de reserva del 20%. Los costos de generación del sistema, así como el despacho de las unidades se muestra en la Tabla 4.7.

**Tabla 4. 7.:** Resultados Caso 3 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Bus	Unidades a instalarse	Capacidad máxima [MW]	Costo de Inversión [\$/MW]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$/MW]	Costo de Operación [\$/MWh]
Combustóleo ciclo térmico	G1	1	Exi stente	192	7,746,528,161.18	618,303,812.68	8,364,831,973.86
Carbón turbina alimentada por vapor	G2	2	Exi stente	304			
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G3	7	Exi stente	300			
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G4	13	Exi stente	591			
Combustóleo turbina alimentada por vapor	G5	15	Exi stente	60			
Carbón turbina alimentada por vapor	G6	16	Exi stente	310			
Nuclear	G7	18	Exi stente	400			
Nuclear	G8	21	Exi stente	400			
Hidroeléctrica	G9	22	Exi stente	300			
Carbón turbina alimentada por vapor	G10	23	Exi stente	505			
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	3	900			
Eólica	IPGE12-5	5	1	350			
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	8	3	900			
Eólica	IPGE14-12	12	2	700			
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	14	3	900			
Eólica	IPGE16-19	19	3	1050			

En este caso tampoco se requirió la instalación del número máximo de parques eólicos para suplir la demanda del sistema. Sin embargo, para las plantas de ciclo combinado si fue necesario instalar el número máximo de unidades.

Analizando cada uno de los casos antes mencionados podemos determinar lo siguiente:

1. El costo más bajo aplicando el modelo de expansión de la capacidad de la generación se da en el caso 3 cuando hacemos una diversificación de la generación e integramos energía eólica al sistema.
2. En el caso de generación puramente eólica (Caso 2) observamos que los costos se elevan más de 6 veces que el Caso 3, lo cual implica que no podemos tener únicamente generación eólica en nuestro sistema debido a que las condiciones del viento no permiten suplir la demanda de algunos periodos.
3. Analizando los costos de generación del sistema en cada caso, se observa que a mayor inversión menor es el costo de operación del sistema y viceversa a menor costo de inversión mayor será el costo de operación del sistema, influenciando el costo total de generación.
4. Un beneficio de la integración de energía eólica a la generación es la diversificación de la generación, la reducción de costos de generación, la disminución de gases efecto invernadero, así como el cumplimiento con compromisos internacionales adquiridos en temas de cambio climático.

## 4.5 Impacto en la obtención de la curva eólica

Para finalizar nuestro caso de estudio de IEEE-RTS de 24 buses analizaremos el impacto de la obtención de la curva eólica considerando diversos escenarios. Esto se realizará para el Caso 3 de la sección 4.4., el cual reportó los costos más bajos para el despacho de generación. Los escenarios se describen a continuación:

**Escenario 1:** Curva eólica hipotética considerando 24 horas.

**Escenario 2:** Curva eólica hipotética considerando 48 horas.

**Escenario 3:** Curva eólica hipotética considerando 96 horas.

### Escenario 1

La Tabla 4.8 muestra la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, así como los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representarías el sistema de generación en dicho escenario.

**Tabla 4. 8:** Resultados de la inversión para el Escenario 1 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [\$]	Costo de Operación y Mantenimiento [\$]	Costo Total [\$]
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	7,746,528,161.2	618,303,812.7	8,364,831,973.9
Eólica	IPGE12-5	1			
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	3			
Eólica	IPGE14-12	2			
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	3			
Eólica	IPGE16-19	3			

Para este escenario el costo de inversión es elevado mientras los costos de operación son menores.

La Figura 4.2 representa el despacho de los generadores tanto existentes como los nuevos, como se puede apreciar en cada uno de los periodos tenemos participación de energía eólica (IPGE12-5, IPGE14-12 y IPGE16-19), la cual se ve directamente influenciada por la velocidad del viento en cada uno de los periodos, en este escenario la generación eólica no es la suficiente para reducir la generación de las unidades existentes que en su mayoría son térmicas. La base del despacho se da con las unidades existentes y conforma aumenta la demanda se despachan las nuevas unidades.

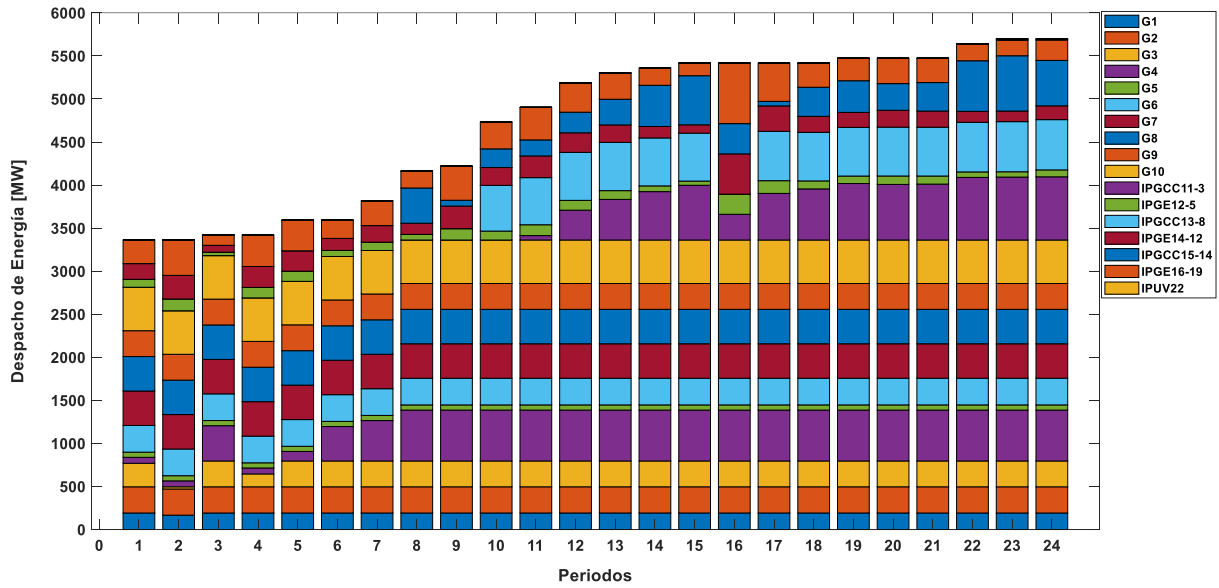


Figura 4. 2: Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 1 [55].

### Escenario 2

La Tabla 4.9 muestra la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representaría el sistema de generación.

Tabla 4. 9 : Resultados de la inversión para el Escenario 2 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [S]	Costo de Operación y Mantenimiento [S]	Costo Total [S]
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	7,746,528,161.2	503,011,282.8	8,249,539,444.0
Carboeléctrica	IPGC12-5	1			
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	3			
Eólica	IPGE14-12	2			
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	3			
Eólica	IPGE16-19	3			

El costo de inversión fue idéntico al escenario 1 y el costo de operación se redujo al considerar la curva hipotética eólica de 48 horas.

La Figura 4.3 se visualiza el despacho de los generadores tanto existentes como las unidades nuevas a instalar para satisfacer la demanda en cada periodo, se observa que cuando la generación eólica (IPGE12-5, IPGE14-12 y IPGE16-19) es elevada como en los periodos 25 al 31 y la demanda es baja se reduce la generación con las unidades existente que en su mayoría corresponden a generación térmica.

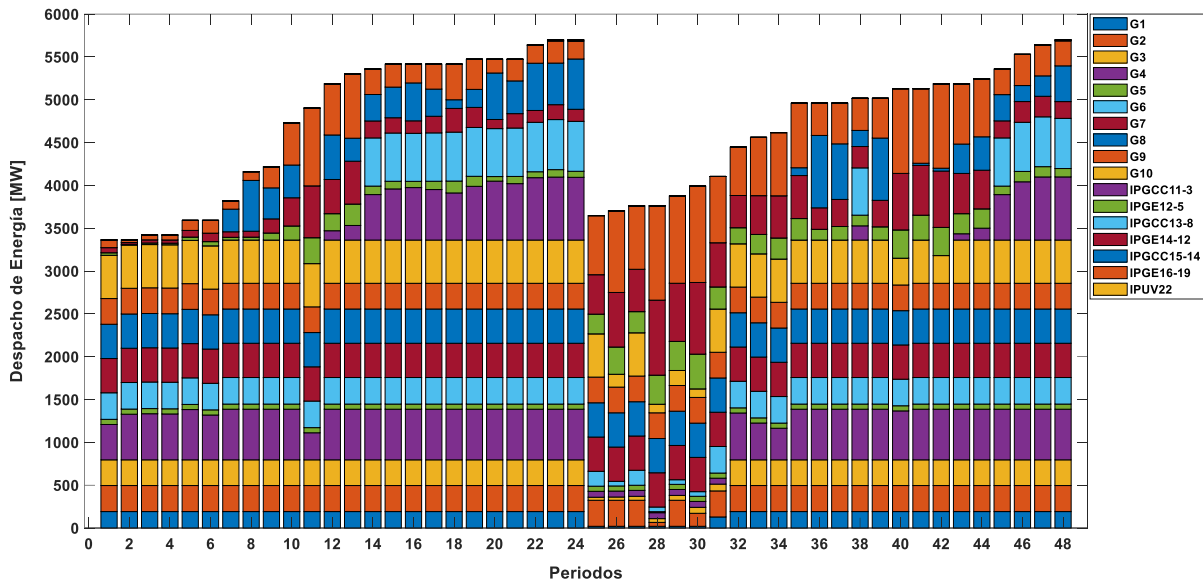


Figura 4. 3: Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 2 [55].

### Escenario 3

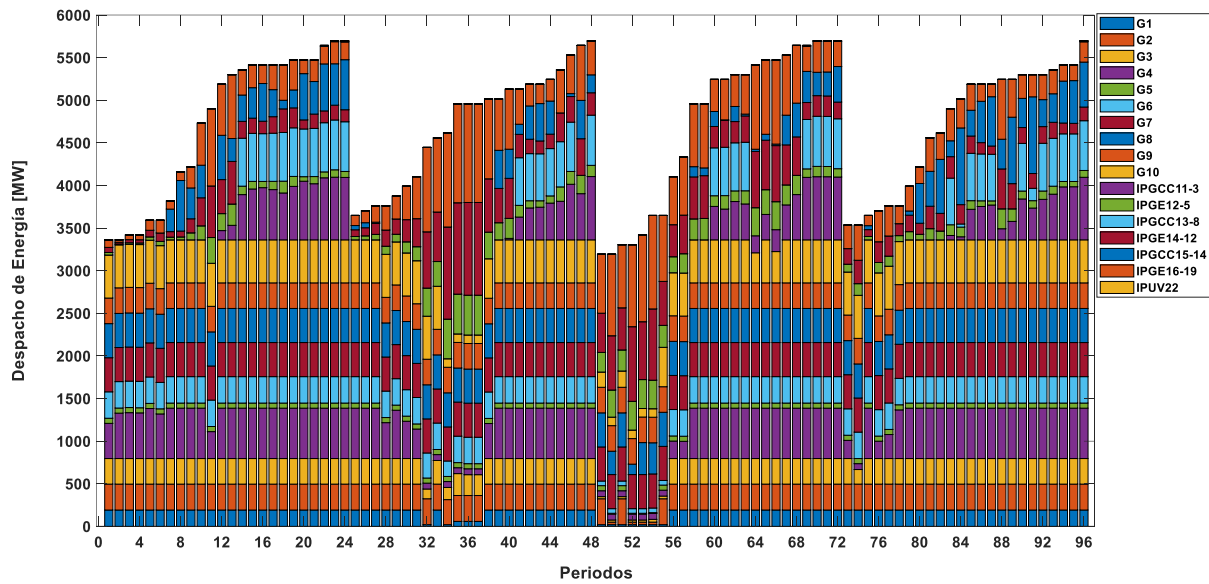
En la Tabla 4.10 se observa la cantidad de unidades nuevas a invertir por cada generador propuesto, los costos de inversión, operación y mantenimiento y el costo total que representarías el sistema de generación en dicho escenario.

Tabla 4. 10.: Resultados de la inversión para el Escenario 3 [55].

Tecnología de Generación	Generador	Unidades candidatas a instalarse	Costo de Inversión [S]	Costo de Operación y Mantenimiento [S]	Costo Total [S]
Ciclo Combinado	IPGCC11-3	3	7,746,528,161.2	501,913,400.6	8,248,441,561.8
Eólica	IPGE12-5	1			
Ciclo Combinado	IPGCC13-8	3			
Eólica	IPGE14-12	2			
Ciclo Combinado	IPGCC15-14	3			
Eólica	IPGE16-19	3			

Para este escenario se mantuvo idéntico el costo de inversión con respecto a los dos escenarios anteriores, mientras que el costo de operación fue el menor de todos los escenarios al igual que el costo total.

En la Figura 4.4 se observa el despacho de los generadores tanto existentes y de las unidades nuevas a instalar para satisfacer la demanda en cada periodo, como se aprecia en los periodo que van de 28 a 37, de 49 a 56 y de 73 a 78 existe una participación mayor de energía eólica (IPGE12-5, IPGE14-12 y IPGE16-19) lo que representa disminuir la generación de las unidades existente que como ya se mencionó son mayormente unidades térmicas.



**Figura 4. 4:** Despacho de los generadores existentes y nuevas unidades. Escenario 3 [55].

Comparando los costos de generación en cada uno de los escenarios podemos observar que los costos disminuyen a medida que consideramos curvas hipotéticas eólicas con mayor cantidad de horas, es decir que entre mayor sea el número de horas consideradas para la velocidad del viento tendremos mayor precisión en los costos de generación. Sin embargo, entre mayor sean las horas consideradas los costos computacionales cada vez serán mayores, es por ello que la reducción de escenarios o clusters en la velocidad del viento nos permitirá tener costos más exactos sin la necesidad de considerar la totalidad de datos.

El efecto de la generación eólica repercute directamente en la generación térmica del sistema, entre mayor sea la generación eólica menor será la cantidad de energía suministrada por las unidades térmicas existentes, disminuyendo los costos de operación del sistema.

La metodología implementada mostró resultados eficientes al incorporar una curva hipotética de generación eólica en el modelo de expansión de generación sin la necesidad de contar con un modelo estocástico, logrando reducir los tiempos de simulación, ahorrando recursos computacionales y facilitando la implementación al no considerar a detalle variables aleatorias continuas de la parte estocástica de la generación eólica.

# CAPÍTULO 5

---

## CONCLUSIONES Y TRABAJOS FUTUROS

### 5.1 Conclusiones y aportaciones

La energía eólica es un recurso del cual se dispone en diversas partes del mundo, sin embargo, este recurso no ha sido aprovechado al máximo, abriendo grandes oportunidades para el desarrollo de proyectos eólicos que nos permitan aprovechar este recurso natural.

Se logró incorporar un modelo de la red eléctrica linealizado a través de flujos de potencia en corriente directa, a través de la programación lineal gracias a su facilidad y simplicidad, permitiendo ahorrar recursos computacionales, a través de este modelo se logró minimizar la función objetivo, la cual consiste en la minimización de los costos de generación, sin olvidar las restricciones operacionales de un sistema eléctrico.

En la integración del modelo linealizado de la red eléctrica y la curva hipotética eólica del modelo de expansión de la generación para el sistema de prueba de IEEE de 6 y 24 buses, se observó lo siguiente:

No es factible solventar las necesidades de demanda de un sistema eléctrico únicamente con generación eólica debido a las condiciones variantes del viento. Se observó que en diversos periodos del sistema se requiere generación complementaria que ayude a la generación eólica a suplir la demanda requerida.

El efecto de la generación eólica repercute directamente en la generación térmica del sistema, entre mayor sea la generación eólica menor será la cantidad de energía suministrada por las unidades térmicas existentes, disminuyendo los costos de operación del sistema.

El costo total de generación más bajo se obtiene al tener una diversificación en la generación eléctrica, esto se observó en el caso donde se combinó generación térmica y eólica, resultando más bajo el costo total que cuando se tiene generación únicamente térmica o eólica, lo cual nos permite no depender de un solo energético, reducir las emisiones de contaminación por generación, minimizar los costos y cumplir con los compromisos ambientales adquiridos en materia energética.

Analizando los costos de generación en cada uno de los escenarios del sistema se identificó que el costo total de generación del sistema disminuye a medida que consideramos curvas hipotéticas de generación eólica con mayor cantidad de horas, es decir, mientras mayor sea el número de horas consideradas para la curva de generación eólica tendremos mayor precisión en los costos de generación. Sin embargo, entre mayor sean las horas consideradas los costos computacionales cada vez serán mayores, por lo que la reducción de escenarios o clusters en la generación eólica nos permitirá tener costos más exactos sin la necesidad de considerar la totalidad de datos.

Dado un conjunto de inversiones, los costos de la operación se encontrarán determinados en función de las inversiones hechas. Así para cada conjunto de decisiones de inversión habrá un costo de operación, el cual casi siempre a mayor inversión, menor será el costo de operación, y viceversa, a menor inversión los costos de operación serán mayores.

La metodología implementada mostró resultados eficientes al incorporar una curva hipotética de generación eólica en el modelo de expansión de generación sin la necesidad de considerar la distribución de probabilidad de la velocidad del viento, en comparación con un modelo estocástico que involucre la incertidumbre de la generación eólica en el cual hubiéramos tenido que obtener la distribución de probabilidad asociada a la velocidad del viento, lo cual permitió reducir los tiempos de simulación, ahorrar recursos computacionales y obtener un método eficiente para determinar los costos operativos en un sistema eléctrico.

La técnica empleada en este trabajo fue la reducción de escenarios. La cual nos permitió tener una cantidad finita de escenarios discretos, se hace notar que la descomposición en escenarios no es lo mismo que resolver  $N$  escenarios determinísticos, puesto que en dicho caso se obtendrían  $N$  conjuntos diferentes de decisiones que debieran ser agregados mediante alguna metodología. En cambio, la descomposición en escenarios busca un único conjunto de decisiones que sea representativo para el total de escenarios considerados. Esta técnica facilitó el manejo de datos, los tiempos de simulación fueron bajos permitiendo reducir los recursos computacionales y se logró obtener curvas hipotéticas horarias de la velocidad del viento que fueron incorporadas al modelo de expansión de la capacidad de la generación, logrando analizar el comportamiento de la generación eólica y su implicación económica en un sistema eléctrico.

En general el método implementado para integrar los costos operativos de la capacidad de generación eólica en el modelo de expansión de la generación es una poderosa herramienta, que permite tener una visión general y a la vez detallada de las distintas inversiones que se pueden tomar a futuro para cumplir con requerimientos técnicos y económicos en un sistema eléctrico de potencia.

## 5.2 Trabajos futuros

- Obtención de un modelo de planificación de la expansión de la capacidad de generación incorporando una curva hipotética de demanda horaria.
- Obtención de un modelo de planificación de la expansión de la capacidad de generación incorporando una curva hipotética de la radiación solar.
- Integración de la curva hipotética de velocidad del viento, de la demanda horaria y la radiación solar al modelo de expansión de la capacidad de generación.
- Implementación de un modelo estocástico de expansión de la capacidad de generación tomando en cuenta la incertidumbre de la carga y algunas variables de las energías renovables como podrían ser la velocidad del viento y la radiación solar.



---

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] V. Hinojosa, "Static generation capacity expansion planning using linear transmission distribution factors," 2016 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exposition-Latin America (PES T&D-LA), Morelia, 2016, pp. 1-6.
- [2] Esteban Gil and Ignacio Aravena. A LOLP-based method to evaluate the contribution of wind generation to power system adequacy. In The Fourth International Renewable Energy Congress (IREC2012), Sousse, Tunisia, dec 2012.
- [3] K.Y. Lee, Y.M. Park, and J.L. Ortiz. Fuel-cost minimisation for both real-and reactive power dispatches. IEEE Proceedings on Generation, Transmission and Distribution, 131(3):85 –93, may 1984.
- [4] K. Y. Lee, Y. M. Park, and J. L. Ortiz. A United Approach to Optimal Real and Reactive Power Dispatch. IEEE Power Engineering Review, PER-5(5):42 –43, may 1985.
- [5] C.E. Murillo-Sanchez and R.J. Thomas. Parallel processing implementation of the unit commitment problem with full ac power flow constraints. In Proceedings of the 33rd Annual Hawaii International Conference on System Sciences, page 9 pp., jan. 2000.
- [6] Esteban Gil. Programación de la generación de corto plazo en sistemas hidrotérmicos usando algoritmos genéticos. Master's thesis, Departamento de Ingeniería Eléctrica UTFSM, Valparaíso, Chile, diciembre 2001.
- [7] A. Brooks, E. Lu, D. Reicher, C. Spirakis, and B. Wehl. Demand Dispatch. IEEE Power and Energy Magazine, 8(3):20 –29, may-june 2010.
- [8] A. Botterud, Zhi Zhou, Jianhui Wang, J. Sumaili, H. Keko, J. Mendes, R.J. Bessa, and V. Miranda. Demand Dispatch and Probabilistic Wind Power Forecasting in Unit Commitment and Economic Dispatch: A Case Study of Illinois. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 4(1):250–261, jan. 2013.
- [9] C. Lowery and M. O'Malley. Impact of Wind Forecast Error Statistics Upon Unit Commitment. IEEE Transactions on Sustainable Energy, 3(4):760 –768, oct. 2012.
- [10] E. Santacana, G. Rackliffe, Le Tang, and Xiaoming Feng. Getting Smart. IEEE Power and Energy Magazine, 8(2):41 –48, march-april 2010.
- [11] S.S. Raghavan and A. Khaligh. Impact of plug-in hybrid electric vehicle charging on a distribution network in a smart grid environment. In IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies (ISGT), pages 1 –7, jan. 2012.
- [12] P. Masse and R. Gibrat, "Application of linear programming to investments in the electric power industry," Manage Sci., vol. 3, no. 2, pp.149–166, 1957

- [13] M. Pereira, L. Pinto, S. Cunha, and G. Oliveira, “A decomposition approach to automated generation/transmission expansion planning,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. PAS-104, no. 11, pp. 3074–3083, 1985.
- [14] E. Gil, I. Aravena, and R. Cardenas, “Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, p. accepted for publication, 2015.
- [15] J. Quintero, H. Zhang, Y. Chakhchoukh, V. Vittal, and G. Heydt, “Next generation transmission expansion planning framework: models, tools, and educational opportunities,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 29, no. 4, pp. 1911–1918, 2014.
- [16] G. A. Bakirtzis, P. N. Biskas, and V. Chatziathanasiou, “Generation expansion planning by milp considering mid-term scheduling decisions,” *Elect. Power Syst. Res.*, vol. 86, pp. 98–112, 2012.
- [17] J. Yu, W. Yan, W. Li, and L. Wen, “Quadratic models of ac-dc power flow and optimal reactive power flow with hvdc and upfc controls,” *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 78, no. 3, pp. 302–310, 2008.
- [18] A. J. Ardakani and F. Bouffard, “Identification of umbrella constraints in dc-based security-constrained optimal power flow,” *IEEE Trans. On Power Syst.*, vol. 28, no. 4, pp. 3924–3934, 2013.
- [19] S. Dehghan, N. Amjady, and A. Kazemi, “Two-stage robust generation expansion planning: a mixed integer linear programming model,” *IEEE Trans. on Power Syst.*, vol. 29, no. 2, pp. 584–597, 2014.
- [20] V. H. Hinojosa, N. Galleguillos, and B. Nuques, “A simulated rebounding algorithm applied to the multi-stage security-constrained transmission expansion planning in power systems,” *Int. J. Elect. Power Energy Syst.*, vol. 47, pp. 168–180, 2013.
- [21] A. G. Kagiannas, D. T. Askounis, and J. Psarras, “Power generation planning: A survey from monopoly to competition,” *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 16, no. 4, pp. 885–891, 2001.
- [22] Chung-Hsiao Wang, K. Jo Min, Generation planning with quantified outage costs, *Electric Power Systems Research*, Volumen 54, 2000, Pag 37-46,
- [23] Anderson D. Models for determining least-cost investments in electricity supply. *Bell J Econ Manag Sci* 1972;3:267–85.
- [24] Pokharel S, Ponnambalam K. Investment planning for electricity generation expansion. *Int J Energy Res* 1997;21(2):185–94.

- [25] Feng, Yonghan and Ryan, Sarah M., "Scenario Construction and Reduction Applied to Stochastic Power Generation Expansion Planning" (2013). Industrial and Manufacturing Systems Engineering Publications. 15.
- [26] Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, Jong-Bae Park, and Dong-Gee Kim. Generation expansion planning based on an advanced evolutionary programming. *IEEE Transactions on Power Systems*, 14(1):299–305, feb 1999.
- [27] Jong-Bae Park, Young-Moon Park, Jong-Ryul Won, and K.Y. Lee. An improved genetic algorithm for generation expansion planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 15(3):916–922, aug 2000.
- [28] J.L.C. Meza, M.B. Yildirim, and A.S.M. Masud. A Multiobjective Evolutionary Programming Algorithm and Its Applications to Power Generation Expansion Planning. *IEEE Transactions on Systems, Man and Cybernetics, Part A: Systems and Humans*, 39(5):1086–1096, sept. 2009.
- [29] G. Levitin. Multistate series-parallel system expansion-scheduling subject to availability constraints. *IEEE Transactions on Power Systems*, Pag 71–79, mar 2000.
- [30] J. Sirikum, A. Techanitisawad, and V. Kachitvichyanukul. A New Efficient GABenders' Decomposition Method: For Power Generation Expansion Planning With Emission Controls. *IEEE Transactions on Power Systems*, 22(3):1092–1100, aug. 2007.
- [31] Leonard Kaufman and Peter J. Rousseeuw. *Finding Groups in Data: An Introduction to Cluster Analysis*. Wiley-Interscience, Hoboken, NJ, USA, 2005. ISBN 0-471-87876-6.
- [32] A. Reynolds, G. Richards, B. de la Iglesia, and V. Rayward-Smith. Clustering Rules: A Comparison of Partitioning and Hierarchical Clustering Algorithms. *Journal of Mathematical Modelling and Algorithms*, 5:475–504, 2006.
- [33] I. Aravena, R. Cárdenas, E. Gil, V. Hinojosa, J.C. Araneda, P. Reyes, Cooptimization of generation and transmission investment decisions under hydro uncertainty using stochastic mixed-integer programming, in: *Proc. 10th LatinAmerican Congr. Elect. Power Gen. Transm. Distrib., (CLAGTEE), (Vina ~ del Mar, Chile), 2013*, pp. 1–8.
- [34] E. Gil, I. Aravena, R. Cárdenas, Generation capacity expansion planning under hydro uncertainty using stochastic mixed integer programming and scenario reduction, *IEEE Trans. Power Syst.* 30 (4) (2015) 1838–1847.
- [35] Dario Siface. A statistical characterization of Wind Generation and development of a Stochastic LP Model for the solution of the Unit Commitment Problem in systems with high RES penetration. PhD thesis, Facoltà di Economia, Università Degli Studi di Bergamo, Bergamo, Italy, apr 2012.
- [36] Javier Lorenzo, Juan Méndez, Modesto Castrillón, and Daniel Hernández. Short-term wind power forecast based on cluster analysis and artificial neural networks. In *Proceedings of the 11th*

international conference on Artificial neural networks conference on Advances in computational intelligence - Volume Part I, IWANN'11, pages 191–198, Berlin, Heidelberg, 2011. Springer-Verlag.

[37] Pierre Hansen and Nenad Mladenovic. J-Means: a new local search heuristic for minimum sum of squares clustering. *Pattern Recognition*, 34(2):405–413, 2001.

[38] Daniel Aloise, Pierre Hansen, and Leo Liberti. An improved column generation algorithm for minimum sum-of-squares clustering. *Mathematical Programming*, 131(1-2):195–220, feb 2012.

[39] Comisión Federal de Electricidad, Subdirección de programación, Coordinación de Evaluación, “Costos y Parámetros de Referencia para la Formulación de Proyectos de Inversión en el Sector Eléctrico” (COPAR Generación), Edición 36,2016.

[40] Aula Facil, Partes de un aerogenerator, disponible en: <https://www.partesdel.com/aerogenerator.html>

[41] Publico, Las claves del funcionamiento de una turbina eólica, disponible en: <https://blogs.publico.es/ignacio-martil/2018/06/01/las-claves-del-funcionamiento-de-una-turbina-eolica/>

[42] Martín del Campo M. Cecilia “Módulo 4. Caracterización de plantas de generación eléctrica”, notas de clase de la materia Análisis de expansión de sistemas eléctricos, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2010.

[43] Global Wind Energy Council (GWEC), “Global Wind Report 2019”, disponible en: <https://gwec.net/global-wind-report-2019/>

[44] Gómez E., A. Coord. (2002). “Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica”. 1ra. edición, McGraw-Hill.

[45] Oñate Y., P.E. (2008). “Solución del Flujo de Potencia Óptimo con restricciones de seguridad por un Optimizador de Partículas Modificado”. Tesis (Doctoral). CINVESTAV del IPN, Unidad Guadalajara. Guadalajara-México. pp 99.

[46] Cañizares, C.; Rosehart, W.; Berizzi, A.; Bovo, C. “Comparison of Voltage Security Constrained Optimal Power Flow Techniques”. Proc. 2001 IEEE-PES Summer Meeting, Vancouver, BC, July 2001.

[47] Purchala K.; Meeus L.; Van Dommelen D.M.; Belmans R.: "Usefulness of DC power flow for active power flow analysis". IEEE power engineering society general meeting, San Francisco, California, USA, June 12-16, 2005; 6 pp.

[48] Pandya, K.S.; Joshi, S.K. (2008). “A Survey of Optimal Power Flow Methods”. *Journal of Theoretical and Applied Information Technology*. Vol. 4, No. 5.

- [49] Sun, J.; Tesfatsion, L. (2007). “DC Optimal Power Flow Formulation and Solution Using QuadProgJ”. Economic Working Paper No. 06014, Iowa State University. 62 pp.
- [50] García R, Vera J. (2009). “Aplicación del Flujo de Potencia Óptimo DC al Sistema Interconectado Nacional.” Centro de Investigación, Facultad Politécnica, Eléctrica N°575 pp.
- [51] Alvarez B. Juan, “Metodología para la estimación de curva de carga diaria para un circuito de media tensión (13.2 kV) a partir de técnicas inteligentes”, Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Electrónica y de Computación, Manizales, Colombia, 2017
- [52] J. Han, M. Kamber y J. Pei, Data Mining Concepts and Techniques, Waltham, MA, USA: Elsevier Inc., 2012.
- [53] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power Generation, Operation and Control. John Wiley & Sons, 1996.
- [54] Instituto Nacional de Electricidad y Energías Limpias (INEEL), “Proyectos de datos en línea”, disponible en: <http://aems.ineel.mx/ProjectListMap.aspx?&Rnd=277892>
- [55] Elaboración propia.
- [56] Ramos R Miguel, “Diseño y análisis económico financiero de una instalación eólica”, disponible en: [http://oa.upm.es/42996/1/PFC\\_Miguel\\_Ramos\\_Rodriguez.pdf](http://oa.upm.es/42996/1/PFC_Miguel_Ramos_Rodriguez.pdf)
- [57] Mark D. Rodgers, David W. Coit, Frank A. Felder, Annmarie Carlton, Generation expansion planning considering health and societal damages – A simulation-based optimization approach, Energy, Volume 164, 2018, Pages 951-963.
- [58] C. Grigg, P. Wong, P. Albrecht, R. Allan, M. Bhavaraju, R. Billinton, Q. Chen, C. Fong, S. Haddad, S. Kuruganty, W. Li, “The IEEE reliability test system-1996: a report prepared by the reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,” IEEE Trans Power System., volumen 14, pag 1010–1020. Agosto 1999.
- [59] Hemmati, Reza, Saboori, Hedayat, Ahmadi Jirdehi, Mehdi, Multistage generation expansion planning incorporating large scale energy storage systems and environmental pollution. Renewable Energy. 97. 636-645. 2016.