



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Operación sostenible de redes
eléctricas con generación renovable
minimizando las emisiones de CO₂**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

Alejandro Pereda Millán

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado OPERACION SOSTENIBLE DE REDES ELECTRICAS CON GENERACION RENOVABLE MINIMIZANDO LAS EMISIONES DE CO2 que presenté para obtener el título de INGENIERO ELÉCTRICO ELECTRÓNICO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.



ALEJANDRO PEREDA MILLAN
Número de cuenta: 318064738

Agradecimientos

En estos breves párrafos quiero agradecer a las personas que me acompañaron durante el proceso de realización de este trabajo y cuya presencia tuvo algún impacto en este período. Quiero agradecer principal y enormemente a mi familia, a mis padres, **Karina Millán** y **Alejandro Pereda**, por haberme sostenido a lo largo de toda mi vida y de toda mi formación académica, apoyándome en todos los sentidos posibles en que se puede apoyar a un hijo. Nunca permitieron que algo me faltara y nunca podré expresar cuán agradecido me siento con ustedes.

Quiero agradecer también a mi pequeña hermana, **Kristelle A. Pereda**, quien, a pesar de su corta edad, me ha inspirado a querer ser mejor y con quien he pasado momentos muy divertidos, necesarios y valiosos de suma importancia en mi vida.

También quiero agradecer, de manera muy especial, a mi novia, **Estefany Ariadna A.**, quien me acompañó durante toda la licenciatura, por quien siento una profunda admiración, cuya presencia fue invaluable y con quien pasé un incontable número de experiencias y momentos especiales a lo largo de estos cinco años.

También quiero extender mis agradecimientos a los amigos que me dio la facultad a lo largo de todo este tiempo, principalmente a **Ulises Bravo**, **Abraham Arellano**, **Diego Pérez**, **Iván García** y **Jorge Alcántara**, quienes fueron un gran apoyo y compañía en la facultad y con quienes compartí chistes, juegos, partidos de billar, partidas de ping-pong, reuniones, partidos de fútbol y muchas experiencias dentro y fuera de la vida académica.

De igual forma, quiero agradecer a las personas y amigos que conocí más recientemente: **Adrián Luna**, que siempre sabe cómo hacer reír a las personas y mejorar el ambiente, incluso en situaciones complicadas; **Johan Granados**, mi acérrimo rival en el UNO, cuyo humor se apreciaba en las comidas; **Fernanda Ramos**, quien siempre ha sido sumamente amable y una muy grata compañía; **Lenia C.**, cuyos comentarios desataban una sarta de chistes dentro del grupo; **Eduardo Porras**, con quien comencé prácticamente al mismo tiempo mi estancia en el cubículo; y especialmente a **Andrea Arroyo**, quien tuvo la paciencia y se tomó el tiempo de explicarme múltiples dudas, así como de enseñarme a utilizar las herramientas necesarias para trabajar y por siempre impulsarme a mejorar mi trabajo, además de ser un ejemplo para estudiantes como yo de lo mucho que se puede aprender y mejorar.

También agradezco inmensamente al **Dr. Luis M. Castro**, de quien me llevo grandes lecciones. Primero, agradezco que amablemente me aceptara en su equipo de trabajo y por ser mi guía durante todo este proceso; por haberme dado una nueva perspectiva de la carrera y por enseñarme que ser ingeniero va más allá de lo que comúnmente se piensa de la profesión; por ser un gran ejemplo de trabajo y profesionalismo. Finalmente, le agradezco el apoyo y las oportunidades que me ha brindado, mismas que aprecio y agradezco infinitamente.

Agradezco a la **Universidad Nacional Autónoma de México** y a la **Facultad de Ingeniería** por los recursos invertidos en mi formación académica.

Esta investigación fue realizada gracias al Programa de Apoyo a Proyectos de Investigación e Innovación Tecnológica (PAPIIT), Proyecto IN115425, de la UNAM. Agradezco a la DGAPA-UNAM la beca recibida.

Resumen

El proceso de transición energética y el cumplimiento de los compromisos internacionales de México, como los Acuerdos de París, tienen como eje fundamental mitigar el calentamiento global mediante la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. En esta tesis se aborda la problemática de las emisiones de dióxido de carbono (CO_2) provenientes de la industria eléctrica. Se plantea una estrategia de flujos de potencia óptimos minimizando las emisiones de CO_2 , observando la operación económica de la red eléctrica y sus limitaciones físicas.

La tesis se centra en el desarrollo de un algoritmo de optimización biobjetivo para la distribución óptima de energía, basado en flujos de potencia óptimos (OPF, por sus siglas en inglés), considerando tanto el aspecto económico como el ambiental. El objetivo principal es adecuar la formulación clásica de OPF incluyendo un nuevo factor de decisión: las emisiones de CO_2 generadas por las centrales eléctricas. Para ello, se modifica la función objetivo mediante la incorporación de un costo asociado a las emisiones, determinado a través de factores de penalidad. Estos factores son calculados de acuerdo con la tecnología de la central de generación correspondiente, es decir, los factores de emisión resultan del combustible utilizado por la planta. El algoritmo desarrollado es aplicable a redes eléctricas con fuentes de energía renovables, el cual busca el punto de operación del sistema que satisface los objetivos económico y ambiental, respetando las limitaciones físicas de los generadores, límites de transmisión de la red eléctrica y normativa sobre niveles de tensión nodal.

Mientras que, el OPF clásico prioriza el despacho de una planta sobre otra, basado en los costos de generación, el enfoque del OPF propuesto modifica el orden de mérito de las centrales generadoras. Es decir, el método desarrollado de OPF prioriza las plantas eléctricas que represente menor cantidad de emisiones de CO_2 , sacrificando las centrales eléctricas más baratas que, por su tecnología, puedan ser las más contaminantes de la matriz energética, ocasionando con ello un incremento marginal en los costos de operación del sistema. El método OPF se valida numérica y conceptualmente usando dos redes de prueba, de 6 y 24 nodos, con varias centrales de generación convencionales y renovables. La herramienta desarrollada permite obtener el factor de emisiones de la red eléctrica realizando análisis multiperiodo, siendo éste un indicador de relevancia en varios centros de control de energía en la actualidad, ya que permite dar seguimiento puntual al cumplimiento de los objetivos medio ambientales por parte del sector eléctrico.

Índice General

Agradecimientos.....	iii
Resumen.....	v
Índice General.....	vi
Índice de Tablas.....	viii
Índice de Figuras.....	ix
Glosario de símbolos y abreviaturas	x
1 Introducción.....	1
1.1 Estado del arte	1
1.2 Justificación.....	8
1.3 Objetivos	9
1.4 Hipótesis.....	9
1.5 Organización	10
2 Plantas de generación.....	12
2.1 Introducción.....	12
2.2 Centrales termoeléctricas.....	13
2.2.1 Centrales eléctricas turbo gas.....	14
2.2.2 Centrales de ciclo combinado	14
2.2.3 Centrales nucleares.....	15
2.2.4 Característica entrada-salida de unidades de generación termoeléctricas	15
2.3 Fuentes de generación de energía renovables.....	16
2.3.1 Centrales hidroeléctricas	17
2.3.2 Centrales eléctricas de viento y solares.....	18
3 Flujos de potencia óptimos considerando emisiones de CO₂	22
3.1 Introducción.....	22
3.2 Modelo de la línea de transmisión.....	23
3.2.1 Análisis nodal.....	23
3.2.2 Ecuaciones de la red eléctrica	26
3.3 Planteamiento del método clásico de OPF	28
3.4 Precio marginal local.....	30
3.5 Ejemplo de obtención del modelo de OPF de una red eléctrica	30
3.6 Factores de emisión de GEI.....	32
3.7 Cálculo de emisiones de CO ₂	34
3.8 Factor de penalidad.....	35
3.9 Costo asociado a las emisiones de CO ₂	36
3.9.1 Función de minimización añadiendo costos de emisiones de CO ₂	36
3.10 Modelo de OPF incluyendo emisiones de CO ₂	37
4 Estudio de casos	39
4.1 Introducción.....	39

4.2	Validación del OPF desarrollado en esta tesis.....	40
4.2.1	OPF considerando emisiones de CO ₂	43
4.3	Sistema de prueba del IEEE de 24 nodos con plantas renovables.....	45
5	Conclusiones y trabajos futuros	52
5.1	Conclusiones generales	52
5.2	Trabajos futuros.....	53
6	Referencias	54
7	Anexo	57
A.	Parámetros del sistema de prueba del IEEE de 24 nodos	57

Índice de Tablas

Tabla 3.1. Factores de emisión por combustible eléctrica [41], [42]	33
Tabla 3.2. Factores de emisión de tecnologías renovables [42].....	34
Tabla 4.1 Parámetros de la red de transmisión del sistema de 6 nodos.	41
Tabla 4.2. Parámetros de las plantas termoeléctricas.....	41
Tabla 4.3 Comparación de la potencia activa y reactiva generadas, OPF C vs OPF D	42
Tabla 4.4. Comparación de los voltajes nodales y PML de la red eléctrica.....	43
Tabla 4.5. Resultados calculados con el OPF+E	43
Tabla 4.6. Contribución de potencia, OPF D vs OPF+E	44
Tabla 4.7. Reducción de emisiones de CO ₂ , OPF D vs OPF E.....	44
Tabla 4.8. Flujos de potencia óptimos en la red eléctrica, OPF vs OPF+E	45
Tabla A.1. Parámetros de los generadores.....	57
Tabla A.2. Parámetros de las líneas de transmisión.....	57
Tabla A.3. Parámetros de la demanda nominal del sistema.....	58

Índice de Figuras

Figura 1.1. Consumo de combustibles fósiles [5]	2
Figura 1.2. Emisiones de CO ₂ a nivel mundial por sectores económicos [14]	3
Figura 1.3. Generación eléctrica del año 2023 por tipo de tecnología en México [16]	4
Figura 2.1. Configuración típica caldera-turbina-generator, figura basada en [35]	14
Figura 2.2.a) Curva entrada-salida, calor-potencia; b) Curva entrada-salida, costo del combustible-potencia	15
Figura 2.3. Curva entrada-salida con el efecto de las válvulas de control	16
Figura 2.4. a) Curva entrada-salida de una planta hidroeléctrica, b) Curva de costo incremental de una planta	17
Figura 2.5. a) Potencia de un aerogenerador con distintas velocidades del viento, b) Curva MPP de un aerogenerador.....	19
Figura 2.6. Circuito equivalente de un arreglo de paneles fotovoltaicos.	20
Figura 2.7. a) Curvas características de un sistema fotovoltaico para distintas condiciones de irradiancia, b) Curva MPP del sistema fotovoltaico.....	21
Figura 3.1. Modelo pi de una línea de transmisión.	23
Figura 3.2. Esquema de una red eléctrica de 3 nodos.	23
Figura 3.3. Red eléctrica de 3 nodos representada con admitancias	24
Figura 3.4. Balance de potencias activa y reactiva en el nodo k	26
Figura 3.5. Red eléctrica de 6 nodos y 3 fuentes de generación [34].....	31
Figura 4.1. Red eléctrica con 6 nodos y 3 plantas termoeléctricas.	40
Figura 4.2. Sistema de IEEE de 24 nodos adicionando 3 plantas renovables; perfil de demanda, irradiancia y viento	46
Figura 4.3. Despacho óptimo de potencia sin y con plantas renovables en la red eléctrica.....	48
Figura 4.4. Emisiones de CO ₂ y factor de emisiones (FE) de la red eléctrica, sin y con plantas renovables	50
Figura 4.5. Costos de generación de la red eléctrica.....	51

Glosario de símbolos y abreviaturas

V_w^{cin}	Velocidad de corte inicial	Z_l	Impedancia de la línea
V_w^{nom}	Velocidad de viento nominal	r	Resistencia de la línea
V_w^{cou}	Velocidad de corte superior	x	Reactancia de la línea
P_w	Potencia contenida en el viento	y_{sh}	Admitancia en derivación
P_m	Potencia mecánica	I_k, I_m	Corriente en el nodo k y m
ρ	Densidad del aire	Y_{bus}	Matriz de admitancias nodales
A	Área de barrido	S_{gk}, S_{dk}	Potencia aparente generada y demandada en el nodo k
V_w	Velocidad de viento	S_{km}	Intercambio de potencia aparente del nodo k al nodo m
C_p	Coefficiente del rotor	θ_k, θ_m	Ángulos de los nodos k y m
N_{ss}	Número de paneles en serie	P	Potencia activa
N_{pp}	Número de paneles en paralelo	Q	Potencia reactiva
I_d	Corriente del diodo	P_{gi}	Potencia activa generada en el nodo i
S_i	Irradiancia solar	Q_{gi}	Potencia reactiva generada en el nodo i
S_{nom}	Irradiancia solar nominal	ng	Número de generadores
R_s	Resistencia serie	P_{km}	Intercambio de potencia activa del nodo k al nodo m
R_p	Resistencia paralelo	λ	Precio marginal local
k_d	Factor de idealidad del diodo	K_i	Factor de emisión de la i unidad
V_t	Voltaje térmico	E_i	Emisiones de CO ₂ de la i unidad
E_{pv}	Voltaje del arreglo fotovoltaico	E_t	Emisiones de CO ₂ totales del sistema
P_{pv}	Potencia de arreglo fotovoltaico	γ_i	Factor de penalidad de la i unidad
P_{pv}^{nom}	Potencia nominal del sistema fotovoltaico	CG	Costos de generación
V_k, V_m	Voltaje en el nodo k y m	CE	Costos de emisión
CO ₂	Dióxido de carbono	MDA	Mercado en día en adelante
CH ₄	Metano	CEL	Certificados de energía limpia
N ₂ O	Dióxido nitroso	OPF	Optimal power flows
SO ₂	Dióxido de azufre	MPPT	Maximum power point tracker
GEI	Gases de efecto invernadero	LCK	Ley de corrientes de Kirchhoff
SEP	Sistema eléctrico de potencia	SR	Spinning Reserve
SEN	Sistema eléctrico nacional	PML	Precio marginal local
CENACE	Centro nacional de control de la energía	EPA	Environmental protection agency
MEM	Mercado eléctrico mayorista	IPCC	Intergovernmental panel on climate change
DFT	Derechos financieros de transmisión	CFE	Comisión federal de electricidad

Capítulo 1

Introducción

1.1 Estado del arte

La preocupación de la comunidad internacional por el aumento de emisiones de gases de efecto invernadero ha incrementado debido a notables cambios climáticos a nivel global. Estos cambios pueden deberse a causas naturales, como cualquier actividad solar o geológica. Sin embargo, desde hace décadas, la actividad humana ha contribuido en gran medida a este fenómeno, principalmente a través de la quema de combustibles fósiles [1]. La elevación del nivel del mar, debido al derretimiento de glaciares causado por el aumento generalizado de la temperatura, las alteraciones en diferentes ecosistemas, y los desastres naturales, son solo algunas de las consecuencias asociadas al fenómeno denominado como efecto invernadero [2], [3]. En términos generales, el efecto invernadero es un fenómeno natural que regula la temperatura de la Tierra. Parte de la radiación solar que llega a la Tierra es simplemente reflejada, y otra parte es absorbida por la superficie terrestre y por la propia atmosfera, lo cual mantiene una temperatura adecuada en el planeta. La radiación absorbida es devuelta como radiación infrarroja y, parte de ella, es expulsada a través de la atmosfera. Sin embargo, la emisión de gases como dióxido de carbono (CO_2), metano (CH_4) y dióxido nitroso (N_2O), entre otros, mantienen y dispersan de vuelta dicha radiación ya que poseen la característica de atrapar la radiación infrarroja, provocando un calentamiento excesivo y distintas alteraciones climáticas [4].

Con la revolución industrial, en la segunda mitad del siglo XVIII, se comenzó a utilizar materiales como la madera y el carbón como fuentes de energía [4]. Posteriormente, en el siglo XIX, la quema de combustibles fósiles cobró cada vez más relevancia debido al desarrollo acelerado de la industria, provocando una mayor producción de gases de efecto invernadero (GEI). La Figura 1.1 muestra el incremento en la quema de combustibles fósiles durante los últimos 60 años [5], lo cual es relevante debido al uso extensivo de estos combustibles para la generación energética mundial. Durante el periodo de 1965 a 1972 hubo un incremento notable en el uso del petróleo, debido al enorme desarrollo económico postguerra, principalmente de Europa y Japón [6]. En el periodo 1990 - 2000, el consumo de carbón vio un decremento importante. Esto es

atribuible a su desplazamiento por el uso de gas natural, debido a preocupaciones ambientales, comportamiento alineado con los objetivos del tratado de Montreal [7]. Sin embargo, del 2000 al 2014 aproximadamente, el uso del carbón incrementó significativamente, coincidiendo con la industrialización masiva en China [8]. Dicho lo anterior, la estrecha relación que existe entre el progreso y desarrollo económico de las naciones con el uso de los combustibles fósiles es evidente.

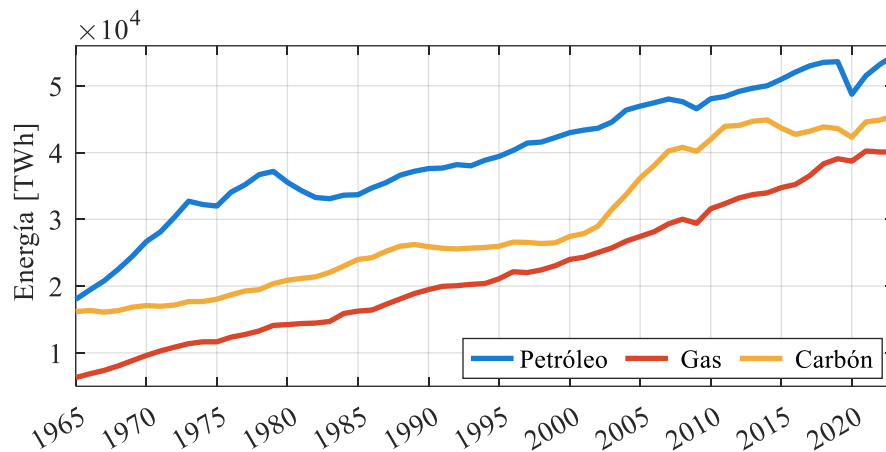


Figura 1.1. Consumo de combustibles fósiles [5]

Dado el incremento del uso de combustibles fósiles y por los efectos ambientales que han representado, han surgido iniciativas para realizar esfuerzos conjuntos en diferentes sectores. La finalidad es revertir (o ralentizar) los daños que las actividades humanas han ocasionado. Ejemplo de esto es el protocolo de Montreal [7], cuyo principal objetivo fue la protección de la capa de ozono de sustancias que provocaban su deterioro, entrando en vigor en 1989. Similarmente, el protocolo de Kioto entró en vigor en 2005 [9]. Este protocolo buscó que los países desarrollados y más industrializados redujeran sus emisiones de gases de efecto invernadero, incentivando a los países en vías de desarrollo a un desarrollo sustentable. Más recientemente, en 2016, el acuerdo de París entró en vigor [10]. Los acuerdos de París pretenden mantener el calentamiento global por debajo de los 2°C respecto a los niveles preindustriales, buscando la unificación de esfuerzos entre países desarrollados y aquellos que se encuentran en vías de desarrollo. Como parte de cumplir los compromisos de mitigar las emisiones de GEI, cada sector económico realiza una serie de acciones con el fin de empatar sus actividades con este objetivo. Particularmente, la industria eléctrica contribuye enormemente a la emisión de estos gases. Esto se debe predominantemente a las centrales eléctricas que dependen de combustibles fósiles para llevar a cabo la producción de

energía eléctrica. Se estima que alrededor del 87% de las emisiones de GEI son generadas debido a la producción de energía [11].

La Figura 1.2 muestra las emisiones de CO₂ por sector económico desde la década de 1990. Este gráfico proporciona un panorama general acerca de la contribución de emisiones a causa de diferentes actividades humanas. Se observa que la industria del transporte ha incrementado sus emisiones de CO₂ de manera sostenida, dado que los motores que impulsan la mayoría de los sistemas de transporte funcionan con combustibles fósiles. La industria del transporte, en su conjunto, representa una tercera parte de las emisiones de CO₂ de los sectores de uso final [12]. De igual forma, las emisiones de CO₂ de la industria manufacturera presentan un aumento claro en el periodo comprendido del 2002 al 2010 aproximadamente, que coincide precisamente con el gran desarrollo industrial de China, mencionado previamente. El resto de los sectores económicos presentados en la Figura 1.2, mantienen un comportamiento constante respecto al tiempo en su contribución de emisiones de CO₂. Esto hace evidente la magnitud de la contribución que tiene el sector eléctrico respecto a las emisiones de este gas. Se observa claramente que es responsable de la mayor parte de las emisiones de CO₂ a nivel mundial, lo que representa un enorme reto para el sector, y más aun considerando que la demanda de energía eléctrica continúa en aumento [13].

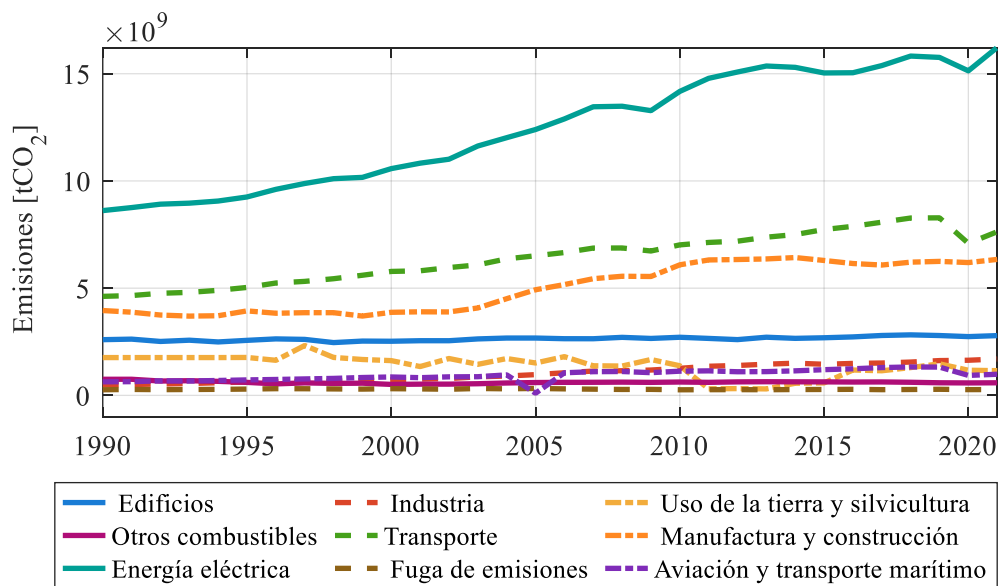


Figura 1.2. Emisiones de CO₂ a nivel mundial por sectores económicos [14]

La causa principal de que la industria eléctrica encabece las emisiones de CO₂ se debe a la dependencia de combustibles fósiles para la producción de electricidad, algo que va de la mano de la demanda creciente de este recurso. Hoy en día, aproximadamente el 70% de la energía eléctrica

mundial es obtenida a través de combustibles fósiles, mientras que el 29% proviene de fuentes de generación renovables [15]. Particularizando esta situación al contexto de México, el panorama de aportación de emisiones de CO₂ es bastante similar a lo mostrado en la Figura 1.2. La Figura 1.3 muestra el aporte de generación por tecnología para el año de 2023 en México [16]. La generación total de México alcanzó aproximadamente 351,700 GWh, de los cuales, el 76% fueron obtenidos a través de combustibles fósiles convencionales. La energía eléctrica restante provino de energías limpias, entre las que se encuentran generación fotovoltaica, eólica, hidráulica, nuclear, geotérmica, cogeneración eficiente, bioenergía y generación distribuida fotovoltaica [16]. La información resumida en la Figura 1.3 evidencia que la generación de electricidad en México, a través de combustibles fósiles, aun es la más predominante dentro de su matriz energética.

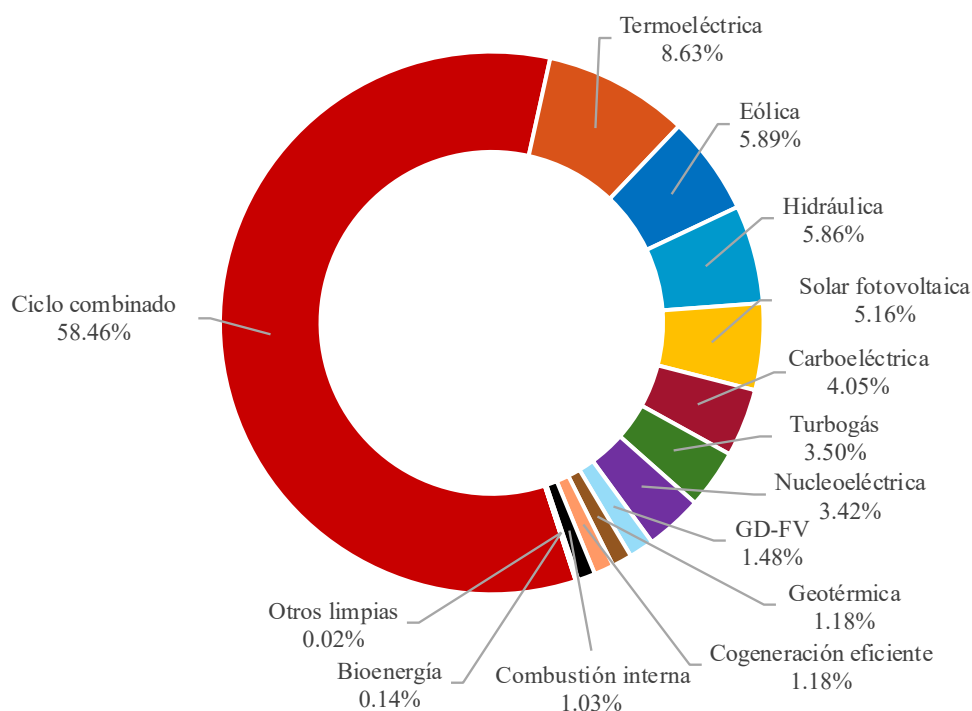


Figura 1.3. Generación eléctrica del año 2023 por tipo de tecnología en México [16]

Es preciso mencionar que México ratificó en 2016 su participación en el acuerdo de París, alineando sus compromisos particulares al comprometerse a una reducción del 22% de las emisiones de GEI para 2030 [16]. Para esto, la industria eléctrica nacional pone en marcha tres principales medidas de acción: (i) la integración y aumento de la participación de energías limpias dentro del parque de generación, (ii) el reemplazo de combustibles con un importante contenido de carbono por el uso de gas natural, y (iii) la minimización de pérdidas de energía en la red

eléctrica [16], [17]. En aras de cumplir los objetivos estipulados en estos acuerdos, las estrategias planteadas en el ámbito de la industria eléctrica están expuestas en el Plan Nacional de Desarrollo (PND). Particularmente, el presente trabajo encuentra su lugar dentro de las siguientes estrategias, enunciadas en el eje general 4 del PND [2]:

- Estrategia 4.2.3: *“Fomentar el aprovechamiento eficiente y sustentable de los recursos energéticos para fortalecer la seguridad energética y reducir el impacto ambiental.”*
- Estrategia 4.3.1: *“Reducir las emisiones de gases de efecto invernadero para mitigar el cambio climático y sus impactos en la sociedad, la economía y el medio ambiente.”*

Por esta razón, se buscan alternativas de generación con recursos renovables, capaces de generar energía eléctrica, a la vez que se mitiga la emisión de GEI. En este contexto, las centrales eléctricas basadas en la energía solar y la eólica cobran relevancia. Sin embargo, la implementación y adición de estas tecnologías no es sencilla, ya que la dependencia de las centrales de generación convencionales, así como las limitaciones técnicas entorno a las fuentes renovables deben ser consideradas para su integración al sistema eléctrico.

Una de las características primordiales de las fuentes de generación que utilizan grandes masas rotatorias, como los son centrales hidráulicas o térmicas convencionales, es la inercia que proporcionan a la red eléctrica. La inercia se define como la resistencia al cambio en la frecuencia debido a cualquier cambio abrupto en la carga. Además, debido a la energía cinética relacionada con la rotación de los generadores síncronos [18], estos generadores convencionales brindan una reserva de generación (reserva rodante) que aumenta la confiabilidad del sistema, otorgando una respuesta rápida ante variaciones en la demanda, lo que se traduce como una contribución importante a la regulación de frecuencia [19]. Por el contrario, las centrales fotovoltaicas y eólicas son consideradas fuentes intermitentes dado que su producción depende de las condiciones climatológicas. Por esta razón, su variabilidad las convierte en sistemas con cierto nivel de incertidumbre y dado que su desempeño depende del clima, es vital disponer de una ubicación favorable, pues deben instalarse con base al potencial climático del lugar. Este tipo de centrales representan una solución al problema ambiental previamente descrito, pero suponen un reto adicional para el desempeño del sistema eléctrico en su conjunto [20], en particular, ante contingencias.

Un sistema eléctrico de potencia (SEP) es básicamente un conjunto de dispositivos eléctricos que interactúan entre sí con el propósito es satisfacer la demanda de energía de manera eficiente, segura y confiable mediante una serie de procesos fundamentales [21], [22], [23]:

- Generación: donde las fuentes de energía primaria son manipuladas con base en diferentes principios físicos, con la finalidad de producir energía eléctrica.
- Transformación: a través de transformadores, se eleva o reduce el nivel de voltaje, acorde a un objetivo, sea el de transmitir o distribuir energía con el menor número de pérdidas.
- Transmisión: la energía eléctrica producida debe ser transportada desde el punto de generación hasta los centros de consumo, mediante el uso de conductores energizados en alta tensión que garanticen la llegada confiable y segura de energía a los usuarios finales.
- Distribución: es el último proceso del sistema eléctrico, donde, a través de redes y transformadores de distribución, se alimentan cargas residenciales, comerciales e industriales, cada una con sus respectivas implicaciones o necesidades.

Actualmente, muchos sistemas apuestan por la modernización de la infraestructura existente, con la adición de etapas de censado, comunicaciones y tecnología que permita verificar el estado del sistema en tiempo real. Adicionalmente, con la incorporación de fuentes de generación renovables en conjunto con estos nuevos sistemas, se busca la reducción de GEI [23]. En México, la operación y control sobre el sistema eléctrico nacional (SEN) recae en el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), organismo que, entre otras funciones, supervisa el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) [24], [25]. Es a través del MEM que se realizan distintas operaciones, como la comercialización de la energía eléctrica y servicios conexos. Un ejemplo de ello son los derechos financieros de transmisión asociados con las diferencias que se presentan respecto de la componente de congestión en la transmisión de energía, que forma parte del precio marginal local en dos nodos de generación, dado por el mercado en día en adelante (MDA) [26]. Con respecto de los servicios conexos, estos ayudan a mantener los criterios de calidad, continuidad, seguridad y confiabilidad de la red [27]. Otro ejemplo son los certificados de energía limpia (CEL), que son instrumentos sujetos a la cantidad de potencia suministrada que proviene de energías renovables [28]. Es decir, la implementación de estos certificados va orientada con el cumplimiento de metas definidas por el sector sobre la generación de energía con fuentes renovables.

Como parte de la operación de los SEP, los analistas estudian el comportamiento de la red ante diversas condiciones. En particular, para poder realizar la asignación de potencia de generación que represente el punto de operación más económico posible se debe contar con un pronóstico adecuado del comportamiento de la demanda de energía. Y una manera de lograrlo es mediante estudios de flujos de potencia óptimos (OPF, por sus siglas en inglés). Este tipo de herramientas permiten encontrar el punto óptimo de operación de la red minimizando una función objetivo asociada con los costos de producción. Esencialmente, la solución del problema OPF establece el despacho de potencia más adecuado de la matriz energética, satisfaciendo una serie de restricciones operativas del sistema. Algunas de ellos son: los límites de potencia activa y reactiva de los generadores, los niveles de voltaje en cada nodo de la red, el balance de potencia e incluso la consideración de reservas de generación [23], [29]. Ciertamente, el enfoque principal es técnico económico, pues busca minimizar los costos de generación sujeto a restricciones de la red. Dado el contexto presentado a lo largo de este capítulo, hoy en día es primordial contemplar aspectos ambientales en la operación del sistema eléctrico, siendo este el tópico principal de esta tesis.

En la literatura se encuentran reportados algunos trabajos de investigación cuyo enfoque se alinea con el de este trabajo. Por ejemplo, en [30] se lleva a cabo un estudio de OPF añadiendo consideraciones ambientales. En dicho trabajo se agrega una restricción de emisiones que es utilizada en el despacho económico ambiental. En esta propuesta, la curva de costo de los generadores incluye el efecto de las válvulas de control, además de una función de costo de emisiones, cuya estructura es muy similar a la función cuadrática de costos que será presentada en capítulos posteriores. El algoritmo utilizado para realizar la búsqueda del punto óptimo es la búsqueda del cuervo (CSA, por sus siglas en inglés), afirmando que se logra una disminución tanto en los costos de generación como en las emisiones del sistema eléctrico. Por otra parte, en [31] se formula un OPF con la aproximación cuadrática de costo de los generadores y se añade la curva de costo de emisiones mencionada previamente. En este caso, el estudio se realiza mediante un algoritmo optimizador bacteriano emparejado (PBO, por sus siglas en inglés), donde se llevan a cabo 3 casos. En el *caso I* se busca la operación del sistema al mínimo costo de operación posible con la formulación clásica del OPF. Posteriormente, para el *caso II* se busca minimizar el costo de combustible produciendo menor cantidad de GEI, mediante la adición de la curva de emisiones y la asignación de un factor de ponderación a ambas curvas. Esto da como resultado una elevación del costo respecto al *caso I*, aunque con un decremento aproximado del 5.5% en las emisiones de

GEI. En el *caso III*, se plantea un enfoque biobjetivo, buscando minimizar tanto los costos como las emisiones. Utilizando un método de suma ponderada con el propósito de convertir el problema multiobjetivo en uno de un único objetivo, mediante un promedio ponderado de ambas funciones. Para este caso, se encontró una solución al problema de optimización donde no es posible mejorar el costo de generación sin incrementar las emisiones, y viceversa. Por otro lado, en [32] se lleva a cabo un estudio de OPF con restricciones ambientales. Este utiliza un algoritmo de programación lineal sucesiva rápida (SLP, por sus siglas en inglés), para reducir las emisiones de dióxido de azufre (SO_2) y de nitrógeno (NO_2), también mediante la adición de la curva de emisiones. En este trabajo reportan, al igual que en el anterior, tres casos: mínimo costo, mínimas emisiones y minimización simultáneamente de emisiones y de costo, obteniendo resultados similares.

En síntesis, al igual que en los trabajos previamente mencionados, en el presente trabajo de tesis se parte de la formulación clásica de OPF considerando las limitaciones físicas fundamentales de la red eléctrica, como los límites de flujo en las líneas y los límites de potencia de las unidades de generación. Sin embargo, a diferencia de esas propuestas, no se emplea una función de emisiones para el despacho económico – ambiental. En esta tesis, se asigna un costo a las emisiones generadas mediante el uso de un factor de emisión. Estos factores relacionan la cantidad de GEI emitidas debido la generación de energía eléctrica, permitiendo cuantificar la emisión de gases de la red en su conjunto. Mediante la utilización de factores de penalidad, se asigna un costo a la emisión de GEI que depende de la potencia entregada por cada planta eléctrica. De esta forma se incluye un criterio más de decisión para realizar la asignación óptima de los despachos de energía en función de las condiciones técnicas y ambientales que experimenta la red eléctrica en el tiempo.

1.2 Justificación

La problemática del calentamiento global es un tópico actual que ha cobrado relevancia en las últimas décadas debido a las consecuencias que esto provoca en el quehacer humano. Desastres naturales, alteración de los ecosistemas, elevación del nivel del mar y el aumento generalizado de la temperatura, junto con el aumento constante de la población que demanda energía eléctrica, justifica este trabajo de tesis. Se plantea un escenario donde el enfoque económico deja de ser la única variable de interés a optimizar, para abrir paso a un enfoque de relevancia compartida económico – ambiental. Esto, con la finalidad de mitigar la contribución de la emisión de gases contaminantes del sector eléctrico.

Dado el contexto planteado a lo largo de este capítulo introductorio, contar con una estrategia de despacho que garantice la operación económica del sistema eléctrico, con una cantidad mínima posible de contaminantes a la atmósfera, representa un aporte a la solución de la problemática ambiental. Así como el desarrollo de nuevas tecnologías orientadas a reducir la dependencia de combustibles fósiles, ayuda al proceso de transición energética, la gestión óptima de los recursos contribuye a un aprovechamiento sustentable de ellos.

Para lograr esto, se vuelve necesario contar con herramientas como la de flujos de potencia óptimos que proporcionen la información del despacho de energía que garanticen el cumplimiento de los objetivos técnicos y ambientales. El desarrollo y mejora de un algoritmo OPF que mejora la distribución de la asignación de potencia, de manera que se considere la operación económica, mitigando la cantidad de emisiones contaminantes a la atmósfera, se vuelve relevante para el sector eléctrico. Con ello, se busca contribuir desde el sector académico al cumplimiento de los compromisos de México en los diferentes acuerdos medioambientales internacionales.

1.3 Objetivos

El objetivo de esta tesis es desarrollar un algoritmo de optimización OPF que dé como resultado el despacho óptimo de potencia de las centrales eléctricas, tomando en consideración los costos de los combustibles y la cantidad de emisiones de CO₂ generadas. Lo anterior, mediante la asignación de un costo de emisiones obtenido a partir del cálculo factores de penalidad. De esta forma, la solución encontrada determinará el punto de operación del sistema eléctrico que satisfaga ambos enfoques, económico y ambiental, observando los límites operativos de la red eléctrica y cumpliendo con la normativa aplicable sobre su operación en estado estacionario. Como objetivo secundario, esta herramienta permitirá calcular el factor de emisiones de CO₂ de la red eléctrica, el cual permitirá dar seguimiento puntual al cumplimiento de los objetivos medio ambientales por parte del sector eléctrico.

1.4 Hipótesis

Los flujos de potencia óptimos son una herramienta eficaz para asignar la potencia entre las unidades disponibles en la red eléctrica; dicha distribución representa un punto óptimo económico.

En esta tesis se propone modificar la formulación clásica OPF, adecuándola para encontrar un punto de operación que reconozca aspectos ambientales, del cual surgen las siguientes hipótesis:

- La adición de un término que contemple emisiones de CO_2 al planteamiento clásico OPF tendrá repercusiones en los precios marginales locales de la energía. Esto debido a que se considerará un nuevo factor de decisión que afectará al despacho original, cambiando el orden de mérito de las centrales generadoras. Se espera que no solo se despachen las centrales con un costo menor de operación, sino aquellas plantas que menos contaminen a pesar de que no sean las más baratas.
- La eficacia de la redistribución de potencia dependerá directamente de la capacidad de la infraestructura de transmisión, ya que, de existir congestión en las líneas de transmisión, los costos por dicha congestión significarían un incremento en los precios de la energía y se mermaría la reducción de emisiones de gases contaminantes.

1.5 Organización

El resto del contenido de esta tesis se presenta a continuación:

Capítulo 2: Se presentan las principales características de las plantas de generación, convencionales y renovables, discutiendo sus componentes fundamentales y el principio de operación. Se plantean las curvas de entrada-salida de cada una de estas unidades de generación, modelando su entrega de potencia eléctrica mediante funciones. Asimismo, se presentan los modelos de inyección de potencia de plantas solares fotovoltaicas y eólicas.

Capítulo 3: Se desarrolla el planteamiento de las ecuaciones que modelan la red de transmisión, partiendo del modelo de línea “ π ”. Posteriormente, se desarrolla el análisis nodal tomando como ejemplo una red de 3 nodos, para la cual se detalla el análisis completo para la obtención de la matriz de admitancias nodales. Se plantea un análisis de balance de potencia nodal, de donde se obtienen las ecuaciones que describen los flujos de potencia. También, se retoman las funciones características de las unidades de generación descritas en el capítulo 2, planteándose la función objetivo y las ecuaciones que dan lugar a los flujos de potencia óptimos. Siendo la función de minimización de costos y las restricciones a las cuales está sujeta. Se presenta el caso de una red eléctrica de seis nodos para mostrar el dimensionamiento del modelo resultante. También, se presentan los factores de emisión asociados a cada tipo de combustible. Estos se utilizan para

realizar el cálculo de emisiones de CO₂ y para el desarrollo de la nueva función biobjetivo, que toma en cuenta costos de generación y costos asociados a las emisiones de CO₂. Finalmente, se presenta el modelo de OPF modificado, donde se añade la consideración de emisiones de CO₂.

Capítulo 4: Se presentan dos casos de estudio. El primero corresponde a la red de seis nodos del capítulo anterior, que sirve como caso de validación de la herramienta de OPF desarrollada, al comparar los resultados obtenidos con lo reportado en la literatura. Posteriormente, empleando esta misma red eléctrica, se realiza un estudio de OPF minimizando las emisiones de CO₂. Finalmente, se presenta el segundo caso de estudio; se emplea una red eléctrica de prueba de 24 nodos, llevando a cabo el estudio de OPF considerando emisiones para dos escenarios: el primero, caso base, donde se lleva a cabo el estudio en la red tal y como se encuentra reportada; mientras que en el segundo escenario se añaden plantas de generación renovables. Se presentan los resultados para 24 horas de operación y se realiza la comparación directa de los escenarios planteados, calculando el factor de emisiones de CO₂ de la red eléctrica.

Capítulo 5: Se presentan las conclusiones del presente escrito basándose en los conceptos abordados en la tesis, agregando una breve discusión final de los resultados reportados. Asimismo, se presenta la sección de trabajos futuros, mismos que servirán para mejorar y complementar este trabajo de tesis.

Capítulo 2

Plantas de generación

2.1 Introducción

La generación de energía eléctrica es el primer proceso en la cadena de valor de un SEP. Conocer las características de la tecnología a través de la cual se obtiene la energía es relevante, pues de esto depende su contribución en la red eléctrica. Usualmente se catalogan con base en la materia prima que utilizan para la generación de electricidad o según el principio físico con el cual operan. Este capítulo aborda inicialmente el funcionamiento general de las centrales térmicas, cuyas diferencias principalmente radican en el combustible utilizado y la configuración de los mecanismos empleados durante el proceso de conversión de la energía térmica a eléctrica. La base física que fundamenta su operación es la misma. Pero desde un punto de vista medio ambiental, su principal desventaja es que estas centrales eléctricas recurren a la quema de combustibles fósiles, siendo esta la causa principal de su gran contribución a las emisiones de GEI por parte de la industria eléctrica. Posteriormente, en este capítulo, se discute el principio de funcionamiento de las fuentes de generación de energía renovables. Estas plantas han cobrado gran relevancia en la actualidad en la operación de las redes eléctricas, ya que suponen una alternativa menos contaminante hacia el medio ambiente. Al aprovechar recursos renovables como las energías hidráulica, solar y eólica, se reducen considerablemente las emisiones contaminantes en el proceso de obtención de energía eléctrica. La disponibilidad del recurso renovable es el factor preponderante bajo el cual estas plantas eléctricas operan. En particular, desde un punto de vista meramente técnico, la compleja controlabilidad de la generación eólica y solar fotovoltaica representa una desventaja operativa para el sistema eléctrico frente a centrales convencionales basadas en combustibles fósiles.

Apoyándose en el principio de funcionamiento de las plantas de generación, este capítulo introduce curvas de entrada-salida, que permiten caracterizar la entrega de potencia eléctrica. Esto se emplea como la base teórica necesaria para el planteamiento del problema de optimización de los costos de generación que da lugar al desarrollo de estudios de flujos de potencia óptimos minimizando las emisiones de CO₂, que es la herramienta principal de este trabajo de tesis.

2.2 Centrales termoeléctricas

Las centrales termoeléctricas trabajan con procesos térmicos con la finalidad de generar el calor necesario para provocar la evaporación de agua y, con esto, originar un flujo de vapor a alta presión, obteniendo así energía cinética. Esta energía es utilizada para proporcionar la energía mecánica necesaria a las turbinas que están acopladas, a través de un eje, a los generadores eléctricos, los cuales convierten la energía mecánica en energía eléctrica [33], [34]. El carbón, petróleo y gas natural son los combustibles fósiles que comúnmente estas centrales utilizan para operar [33]. Estas centrales cuentan con una serie de componentes que les permiten llevar a cabo cada uno de los procesos involucrados en la generación de electricidad. La Figura 2.1 ejemplifica la configuración típica de los principales mecanismos de una central termoeléctrica:

- Las calderas, donde se realiza la quema de los combustibles fósiles con los que se obtiene la energía térmica necesaria para llevar a cabo la evaporación de agua.
- Las turbinas, que son responsables de aprovechar la energía cinética proveniente del vapor a alta presión y proveer la energía mecánica necesaria al eje que conecta la turbina con el generador.
- El generador síncrono, que se encarga de convertir la energía mecánica aportada por las aspas de la turbina en energía eléctrica [23], [33].

Vale la pena mencionar que no toda la energía producida es aprovechada debido a pérdidas térmicas, por lo que la eficiencia suele variar de una tecnología a otra. Por ejemplo, las plantas carboeléctricas más avanzadas, haciendo uso de carbón de alta calidad, logran aprovechar este recurso en un rango de entre el 43% y 45%. Es decir, menos de la mitad de la energía contenida en este combustible es convertida en energía eléctrica y, aunado a esto, este tipo de centrales son las que más producen CO₂ a la atmósfera [23]. La energía eléctrica producida por el generador es dividida en dos partes, denominadas energía bruta y energía neta. Ambas corresponden a la energía total a la salida de la planta y la energía eléctrica aportada a la red, respectivamente [34]. En múltiples centrales eléctricas se tienen válvulas de control en las turbinas mismas que, de acuerdo con las necesidades de control de la frecuencia por parte del operador del sistema eléctrico, se abren y cierran con el fin de regular la inyección de potencia a la red eléctrica.

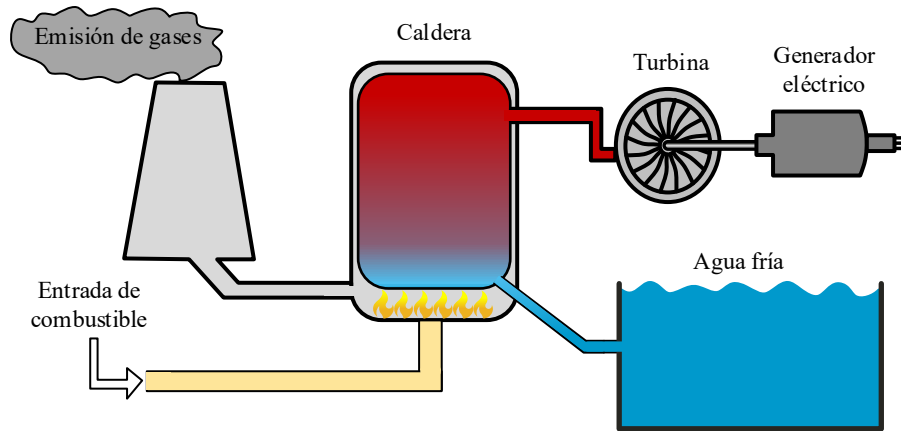


Figura 2.1. Configuración típica caldera-turbina-generator, figura basada en [35]

2.2.1 Centrales eléctricas turbo gas

El combustible utilizado en este tipo de centrales es el gas natural. En este caso, se requiere aire comprimido en la entrada, por lo que es necesaria la presencia de un compresor. El arreglo de este tipo de centrales es más simple que el de una central carboeléctrica y, por ende, la inversión requerida es menor. Adicional a esto, muchas unidades de generación de esta clase pueden sustituir el gas por otro combustible, lo cual está en función del costo del combustible [23], [33].

Al emplear gas natural, este tipo de centrales eléctricas suponen una menor emisión de CO_2 , lo que, en términos ambientales, implica una ventaja respecto a aquellas donde el combustible principal es el carbón [33]. Debido a su pronta respuesta en términos relativos a otras centrales de generación, las plantas eléctricas turbo gas aportan su producción de potencia principalmente en los periodos de alta demanda (demanda pico) del sistema eléctrico [23].

2.2.2 Centrales de ciclo combinado

Las centrales eléctricas que operan bajo este esquema constan del agrupamiento de turbinas de gas y de vapor, presentando diferentes arreglos, ya que algunas incluyen la adición de calderas auxiliares para la generación de vapor adicional [34]. La eficiencia de las centrales eléctricas de ciclo combinado depende de la cantidad de turbinas de gas en operación presentes en la planta. Típicamente, la distribución de la producción de potencia es de 65 % para las turbinas de gas, mientras que el 35 % corresponde a las turbinas de vapor [23], [34]. Las centrales eléctricas de esta tecnología alcanzan típicamente una eficiencia del alrededor del 60% [23].

2.2.3 Centrales nucleares

Las centrales nucleares trabajan bajo el mismo principio que cualquier otra central termoeléctrica, sin embargo, la materia prima utilizada para operar es el uranio. En este caso, por el contrario, el calor necesario para producir vapor se genera a través de una reacción nuclear [33], [34]. En esta clase de centrales se lleva a cabo el mismo proceso de proveer energía mecánica a la turbina del generador mediante la producción de vapor. Sin embargo, aquí se reemplazan las calderas por un reactor nuclear y la energía producida por estas plantas suele ser considerada como energía limpia debido a su nula emisión de CO_2 [23]. Una vez puesta en operación, su producción de energía se mantiene estable. Por lo anterior, en la gran mayoría de los sistemas eléctricos de potencia, estas plantas de generación se mantienen satisfaciendo la demanda base [33].

2.2.4 Característica entrada-salida de unidades de generación termoeléctricas

El comportamiento de las plantas termoeléctricas que operan con vapor a altas temperaturas, sea cual sea el combustible utilizado, suele analizarse a través de una curva que describe la relación de entrada - salida de la planta, como se muestra la Figura 2.2(a). Comúnmente, su desempeño se analiza a través de una función cuadrática que modela su comportamiento, por ejemplo, para lograr una adecuada distribución de carga entre las unidades generadoras disponibles. La entrada corresponde a la cantidad de energía térmica requerida para generar una unidad de energía eléctrica a la salida (1 kWh). La energía térmica es medida en kJ/h (kilo Joules/hora) o en Btu/h (British thermal unit/hora) [21]. Por otro lado, la función que describe el comportamiento de la central puede obtenerse utilizando registros de su operación en campo, mediante la realización de pruebas o también a través de la información otorgada por el fabricante de la planta termoeléctrica [36].

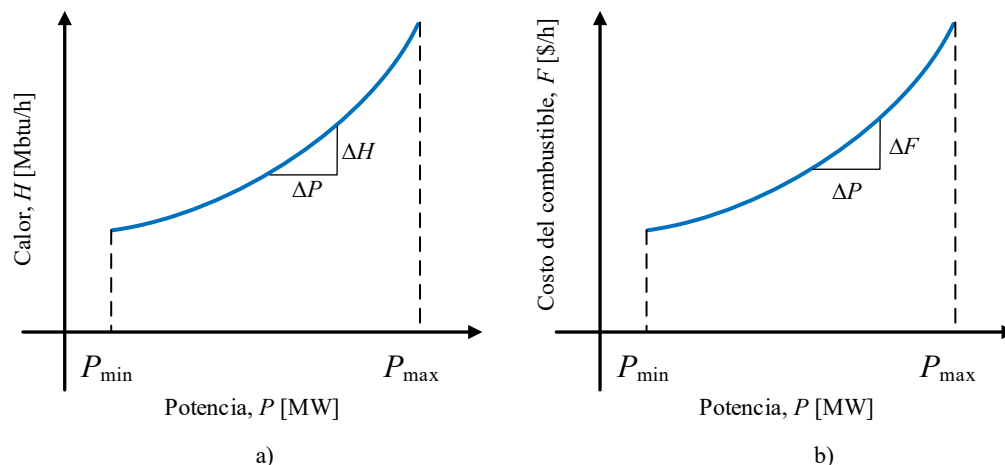


Figura 2.2.a) Curva entrada-salida, calor-potencia; b) Curva entrada-salida, costo del combustible-potencia

La Figura 2.2(b) muestra una curva típica de una planta termoeléctrica que es comúnmente utilizada en estudios de SEP. El eje de las ordenadas representa la cantidad de combustible o requerimiento de energía en [MBtu/h], suele representarse como el costo del combustible utilizado en [\$ /h]. Por otra parte, el eje de las abscisas se observa la salida neta de potencia de la unidad generadora en [MW] [21]. Cabe mencionar que esto es una aproximación al comportamiento real de una curva de entrada-salida de una unidad de generación termoeléctrica. En un caso real, como se mencionó en la descripción de las plantas térmicas, las centrales cuentan con válvulas que son abiertas secuencialmente y que permiten tener el control sobre la inyección de potencia al SEP. Por ello, la curva de entrada-salida de una planta térmica con la inclusión de dichas válvulas, pierde esa forma ideal, tal como lo ilustra la Figura 2.3 [34].

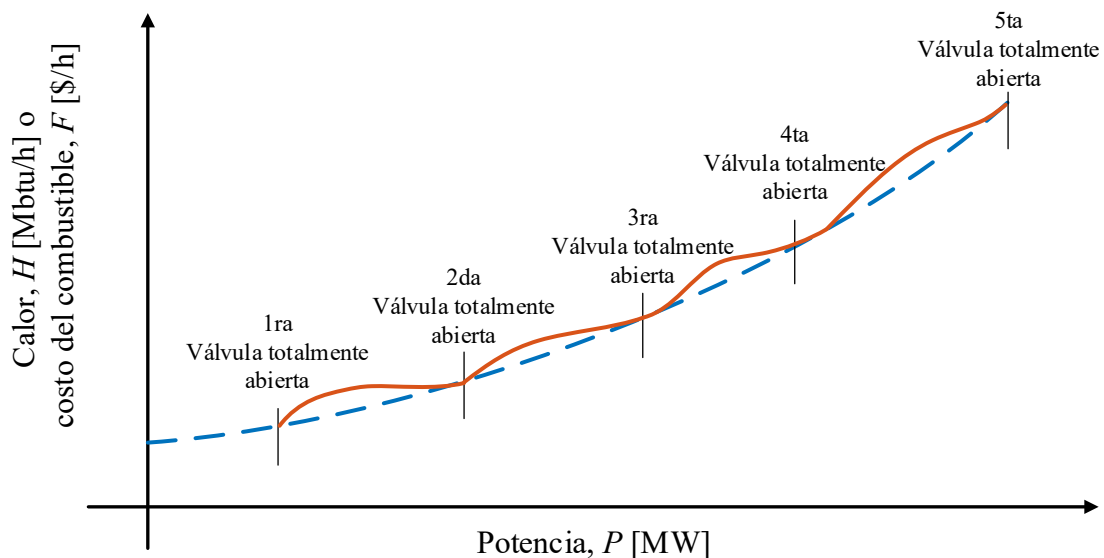


Figura 2.3. Curva entrada-salida con el efecto de las válvulas de control

2.3 Fuentes de generación de energía renovables

Las plantas de energía renovables discutidas en esta sección son tecnologías atractivas para el sector eléctrico debido a sus principales características de conversión de energía. A diferencia de las plantas termoeléctricas, las centrales renovables no utilizan ningún combustible fósil para generar energía, lo cual implica la nula producción de emisiones de GEI. Al utilizar recursos que se obtienen de manera natural como lo son la irradiancia solar, el viento y el agua, estas centrales eléctricas también representan energía barata para los consumidores. Esta característica por si sola, las convierte en alternativas muy atractivas a implementar, dado el enfoque de este trabajo que busca minimizar los costos de operación del SEP simultáneamente con las emisiones de GEI. No

obstante, su desempeño está sujeto a la variabilidad climática, lo cual hace que estos generadores presenten un cierto nivel de incertidumbre. Al igual que las plantas termoeléctricas, para estudiar la integración de plantas renovables en los SEP, es preciso considerar las características principales de operación que definen el comportamiento esperado en la entrega de potencia a la red.

2.3.1 Centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas tienen un principio de operación diferente puesto que, a diferencia de las anteriores, cuyos procesos para producir energía mecánica eran llevados a cabo mediante procesos termodinámicos, aquí se obtiene dicha energía gracias a un flujo de agua. Esto representa una ventaja absoluta desde el punto de vista ambiental, pues no se generan emisiones de GEI. Además, este tipo de tecnología provee energía eléctrica a un costo prácticamente nulo, debido a que se utiliza el flujo de agua natural de caudales de río, lluvia, etc., almacenado en represas. Regulando la cantidad de flujo de agua que será turbinado, se tiene control de la potencia eléctrica inyectada al SEP. Debido a esto, las centrales hidroeléctricas son una opción altamente eficaz para la regulación de frecuencia, puesto que son muy eficientes ante cambios bruscos en la carga. Sin embargo, una limitante de este tipo de unidades de generación es la dependencia de la disponibilidad del agua, así como la construcción de la represa con impactos social y ambiental, involucrando contar con un espacio considerable y, en ocasiones, desviar el caudal de agua.

La curva característica de entrada-salida (caudal de agua en m^3/h versus potencia eléctrica en MW) de las centrales hidroeléctricas se representa en la Figura 2.4, donde se observa que existe una amplia región de operación descrita por un comportamiento lineal, a diferencia de la curva característica de las centrales termoeléctricas [34].

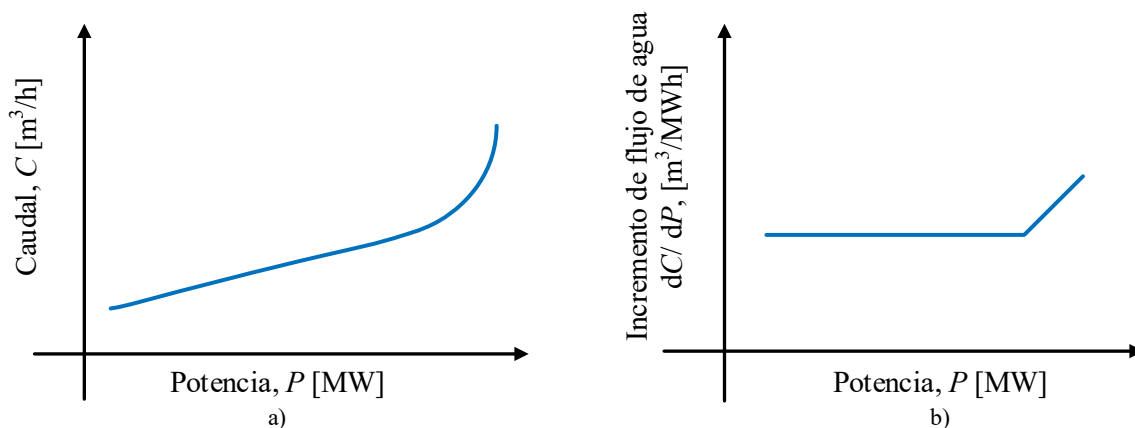


Figura 2.4. a) Curva entrada-salida de una planta hidroeléctrica, b) Curva de costo incremental de una planta

2.3.2 Centrales eléctricas de viento y solares

En estos casos, ambos tipos de centrales se alimentan de fuentes inagotables y gratuitas de energía, como lo son el viento y la irradiancia solar. Esto representa una gran alternativa en temas ambientales, pues su producción de electricidad tampoco genera emisión alguna de GEI. Y de manera similar a las plantas hidroeléctricas, sus costos variables de operación son prácticamente nulos. El problema que afecta a este tipo de centrales es su intermitencia, debido a la dependencia de las condiciones climatológicas. Las plantas solares fotovoltaicas dependen de la disponibilidad de la irradiancia solar, y en condiciones desfavorables, como cielos nublados, su desempeño se ve considerablemente afectado. Por otra parte, el nulo control y amplia variación de la velocidad del viento afecta de igual forma el desempeño de los parques eólicos. Si bien, el recurso renovable con el que estas centrales eléctricas generan energía eléctrica es gratuito, la inversión necesaria para construir parques fotovoltaicos y eólicos es muy elevada. Además, debido a su intermitencia, tienen pocas horas de participación en el SEP, comparado con plantas de energía convencionales, por lo que resulta complicado justificar una inversión elevada en ciertos proyectos [33].

- Centrales eólicas

La Figura 2.5a) muestra la potencia extraída por un aerogenerador para distintas velocidades de viento. Su comportamiento está dado por las características propias del diseño de la turbina eólica del aerogenerador. Mediante un algoritmo denominado como MPPT (Maximum Power Point Tracker, por sus siglas en inglés), las turbinas eólicas de velocidad variable buscan el punto máximo de extracción de potencia eólica según las condiciones de velocidad de viento presentes. Conectando estos puntos, se construye lo que se conoce como curvas de máxima potencia (MPP, Maximum power point). La Figura 2.5b) muestra a detalle completo la curva MPP trazada en la Figura 2.5a), donde se hacen evidentes las tres zonas de operación del aerogenerador. A partir de la velocidad de corte inicial, V_w^{cin} , comienza la producción de energía eólica. La potencia proporcionada por el aerogenerador continúa en aumento hasta alcanzar la velocidad nominal de viento V_w^{nom} ; esta velocidad corresponde a la potencia nominal del aerogenerador, la cual se mantiene constante para velocidades de viento superiores a la velocidad nominal. Al alcanzar la velocidad de viento de corte superior, V_w^{cou} , el aerogenerador es desconectado del parque eólico con el fin de autoprotegerse debido a estrés mecánico [37], [38].

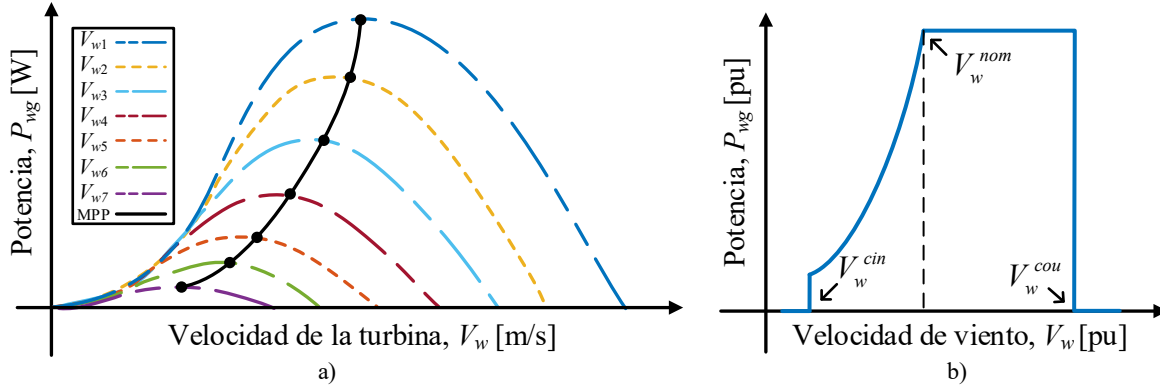


Figura 2.5. a) Potencia de un aerogenerador con distintas velocidades del viento, b) Curva MPP de un aerogenerador

La potencia eólica extraída mantiene una relación cúbica respecto a la velocidad del viento, como lo muestra la ecuación (2.1). De acuerdo con el límite de Betz, no es posible extraer el 100% de la potencia eólica disponible, sino que éste ronda idealmente el 60%. La potencia mecánica que puede ser aprovechada por el aerogenerador se expresa mediante la ecuación (2.2) [37], [38].

$$P_w = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \quad (2.1)$$

$$P_m = \frac{1}{2} \rho A C_p V_w^3 \quad (2.2)$$

donde P_w es la potencia contenida en el viento, P_m es la potencia mecánica aprovechada por el rotor del aerogenerador, ρ es la densidad del aire, A es el área barrida por el rotor, V_w corresponde a la velocidad del viento y el factor C_p es el coeficiente de potencia del motor, que es una fracción de la potencia del viento capturada por las aspas del rotor [37], [38].

De las características descritas previamente y considerando las zonas de operación mostradas en la curva de comportamiento de las turbinas eólicas de velocidad variable de la Figura 2.5, la potencia eléctrica entregada por el aerogenerador puede ser descrita de forma simplificada como una función por partes, como muestra la ecuación (2.3).

$$P_{wg} = \begin{cases} 0 & V_w^{cin} > V_w > V_w^{cou} \\ k_{opt} V_w^3 P_{wg}^{nom} & V_w^{cin} \leq V_w \leq V_w^{cou} \\ P_{wg}^{nom} & V_w^{nom} \leq V_w \leq V_w^{cou} \end{cases} \quad (2.3)$$

donde P_{wg}^{nom} corresponde a la potencia nominal del aerogenerador y k_{opt} resume las características de diseño y el comportamiento aerodinámico de la turbina eólica.

- Centrales fotovoltaicas

El comportamiento de la producción energética de los sistemas fotovoltaicos puede ser descrito a través de un circuito equivalente, mostrado en la Figura 2.6 [3]. Evidentemente, este modelo consiste en una fuente de corriente en paralelo con un diodo y un arreglo de resistencias. La corriente está relacionada con el efecto fotoeléctrico asociado a la conversión de radiación solar a energía eléctrica. Mientras que las resistencias eléctricas son productos directos del arreglo serie y paralelo de los paneles que conforman el arreglo fotovoltaico. Este modelo es muy utilizado en el estudio de la integración de sistemas fotovoltaicos en SEP operando en estado estacionario y dinámico [3], [39].

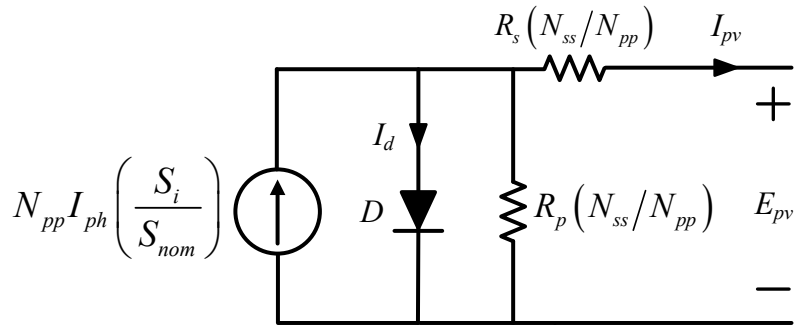


Figura 2.6. Circuito equivalente de un arreglo de paneles fotovoltaicos.

Aplicando la ley de Kirchhoff al circuito eléctrico de la Figura 2.6, se obtiene la ecuación (2.4) que muestra la corriente a la salida del arreglo fotovoltaico.

$$I_{pv} = N_{pp} I_{ph} \left(\frac{S_i}{S_{nom}} \right) - N_{pp} I_d \left(e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p \left(N_{ss} / N_{pp} \right)} \quad (2.4)$$

donde E_{pv} e I_{pv} son el voltaje y la corriente de salida del arreglo, N_{ss} y N_{pp} representan el número de paneles en serie y paralelo, respectivamente; I_d es la corriente en el diodo, obtenida a partir de la ecuación de la corriente de Shockley; S_i y S_{nom} representan las irradiancias existente y nominal, I_{ph} es la fotocorriente producida por el arreglo fotovoltaico; R_s y R_p , son las resistencias en serie y en paralelo, respectivamente, mientras que V_x y V_y se detallan en la ecuación (2.5).

$$\begin{aligned} V_x &= E_{pv} + R_s I_{pv} \left(N_{ss} / N_{pp} \right) \\ V_y &= k_d V_t N_s N_{ss} \end{aligned} \quad (2.5)$$

donde k_d es el factor de idealidad del diodo, V_t representa el voltaje térmico.

La ecuación (2.6) muestra la potencia de salida del arreglo fotovoltaico, P_{pv} , obtenida a partir del producto de la corriente por el voltaje de salida [39].

$$P_{pv} = E_{pv} \left[N_{pp} I_{ph} \left(\frac{S_i}{S_{nom}} \right) - N_{pp} I_d \left(e^{\frac{V_x}{V_y}} - 1 \right) - \frac{V_x}{R_p (N_{ss}/N_{pp})} \right] \quad (2.6)$$

De la información anterior se desprende la Figura 2.7a). Ésta muestra el comportamiento de la potencia entregada por un sistema fotovoltaico en función del voltaje de salida, obtenida a partir de la ecuación (2.6) para diferentes valores de irradiancia S_i . De manera similar al caso previo discutido de la maximización de la potencia extraída de un aerogenerador, los sistemas fotovoltaicos emplean estrategias MPPT con la finalidad de extraer la máxima potencia solar, de donde se obtiene la denominada curva de máxima potencia MPP de la planta fotovoltaica. Por lo anterior, es posible obtener una función que describa el comportamiento de la potencia en estos sistemas de generación solar, tal como se indica en la Figura 2.7b). Aquí se observa que la potencia solar fotovoltaica P_{pv} guarda una relación cuasi lineal respecto de la irradiancia S_i [3].

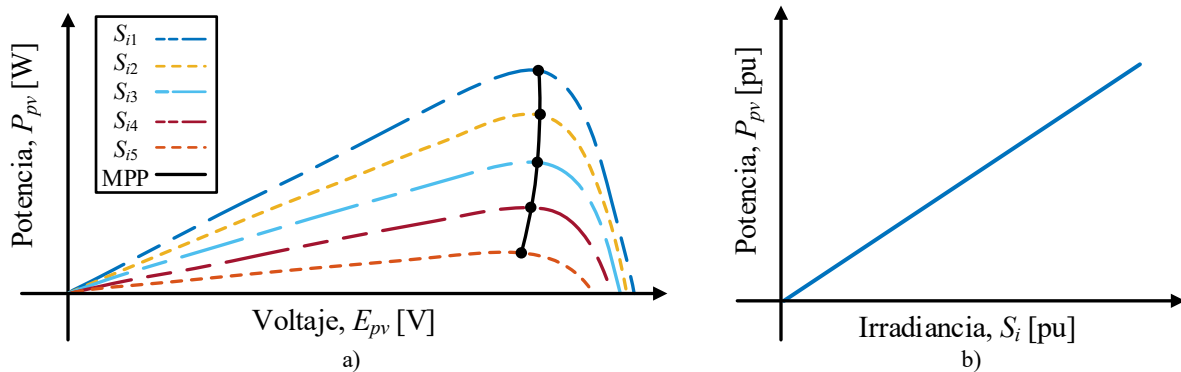


Figura 2.7. a) Curvas características de un sistema fotovoltaico para distintas condiciones de irradiancia, b) Curva MPP del sistema fotovoltaico.

De la Figura 2.7b), la relación de radiación solar a potencia se describe mediante (2.7)[3] .

$$P_{pv} = k_s S_i P_{pv}^{nom} \quad (2.7)$$

donde P_{pv}^{nom} es la potencia nominal del sistema de generación fotovoltaico y k_s corresponde a la pendiente de la recta.

Capítulo 3

Flujos de potencia óptimos considerando emisiones de CO₂

3.1 Introducción

Los estudios de OPF ayudan a optimizar la operación de las redes eléctricas, satisfaciendo restricciones de igualdad y de desigualdad asociadas con características de diseño del sistema. Las primeras, son obtenidas mediante el planteamiento de las ecuaciones de balance nodal de potencia de la red eléctrica. Las segundas, corresponden a limitaciones físicas de los generadores y líneas de transmisión, normativa aplicable acerca de niveles de tensión en los nodos, reservas de generación, entre otras. Por lo anterior, los estudios de OPF son utilizados con frecuencia para la planificación de la red eléctrica, minimizando el costo del despacho de energía que satisfaga el consumo energético de los usuarios.

Considerar las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la generación de energía eléctrica es vital, si se pretende alinear la operación y planeación del sistema eléctrico acorde con metas ambientales, como lo expresan diferentes acuerdos internacionales sobre la materia. Esta cuestión es sumamente importante en vista del constante aumento de la población, que es acompañado naturalmente de un incremento en la demanda de energía eléctrica, lo que al mismo tiempo se traduce en un aumento en las emisiones de GEI. Por lo cual, es importante encontrar la forma de satisfacer dicha demanda optimizando la parte económica, pero sin descuidar la parte ambiental, particularmente considerando la contribución de emisiones de CO₂, el gas más predominante producido por el sector eléctrico, como se discute en este capítulo. En este capítulo se discute la optimización económica y ambiental mediante flujos de potencia óptimos en redes eléctricas. Se presenta la formulación clásica de OPF y, posteriormente, su adecuación mediante la adición de costos asociados a la emisión de CO₂ de cada central de generación, a partir de factores de penalidad. La función biobjetivo utilizada en la herramienta OPF mejorada permite minimizar los costos de generación y los costos por emisión de gases contaminantes.

3.2 Modelo de la línea de transmisión

Para formular el algoritmo de los flujos de potencia óptimos es necesario plantear las ecuaciones que modelan el comportamiento de la red eléctrica, tal y como se hace en un estudio de flujos de potencia convencionales. Para este análisis se plantea el modelo “ π ” de la línea de transmisión, que muestra la Figura 3.1.

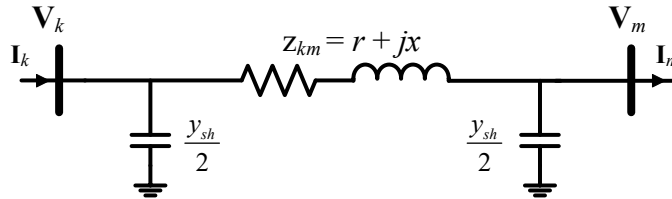


Figura 3.1. Modelo pi de una línea de transmisión.

donde V_k es el voltaje en el nodo k , V_m es el voltaje en el nodo m , Z_{km} es la impedancia de la línea que conecta al nodo k con el nodo m , representada en sus dos componentes: r , que corresponde a la resistencia, y x , representando la reactancia. Este modelo considera la capacitancia en derivación representada como admitancia como y_{sh} , y colocada en ambos extremos de la línea. Esta admitancia también representa fugas de corriente a través de los aisladores de la línea debido al efecto corona.

3.2.1 Análisis nodal

Considerando el modelo pi de la línea de transmisión, se presenta el desarrollo del modelo de una red eléctrica de 3 nodos que se ilustra en la Figura 3.2. Este se realiza con el fin de observar el origen de las ecuaciones de la red, para posteriormente obtener una generalización de estas ecuaciones para un sistema de múltiples nodos. Las ecuaciones que describen el intercambio de potencia de un sistema eléctrico son obtenidas mediante un análisis de balance nodal.

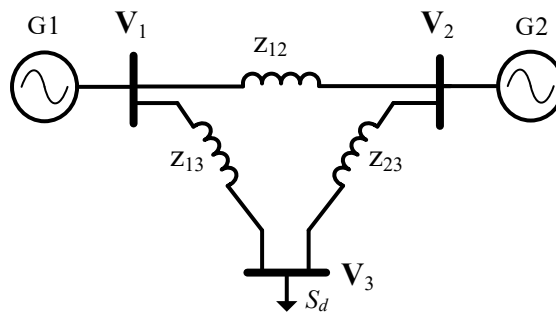


Figura 3.2. Esquema de una red eléctrica de 3 nodos.

donde V_1, V_2, V_3 representan los voltajes nodales, S_d la potencia demandada del sistema y $G1, G2$ son los generadores de la red eléctrica. De la relación inversa que guarda la impedancia con la admitancia, $y_{km} = 1/z_{km}$, el esquema de la Figura 3.2 puede ser representado en términos de admitancias, tal como lo muestra la Figura 3.3. Por su parte, los generadores pueden ser representados como fuentes de corriente.

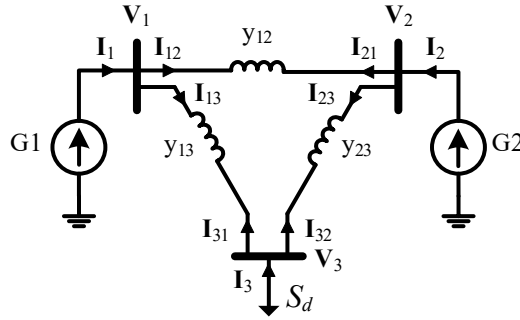


Figura 3.3. Red eléctrica de 3 nodos representada con admitancias

donde I_1, I_2, I_3 son las corrientes nodales netas inyectadas a la red; I_{12}, I_{13}, I_{23} son las corrientes de rama en la red de transmisión, cuyos subíndices indican el sentido de la corriente. Los voltajes y corrientes son cantidades fasoriales que relacionan las admitancias del sistema al aplicar la ley de Ohm. Esta ley, y la ley de corrientes de Kirchhoff (LCK), son fundamentales para realizar el análisis del comportamiento de la red en estado estacionario. Aplicando la LCK en cada nodo se puede obtener el conjunto de ecuaciones mostrado en (3.1).

$$\begin{aligned} I_1 &= I_{12} + I_{13} \\ I_2 &= I_{21} + I_{23} \\ I_3 &= I_{31} + I_{32} \end{aligned} \quad (3.1)$$

Empleando la ley de Ohm, $V = zI \rightarrow I_{km} = y_{km} (V_k - V_m)$, es posible expresar (3.1) como en (3.2).

$$\begin{aligned} I_1 &= y_{12}(V_1 - V_2) + y_{13}(V_1 - V_3) & I_1 &= (y_{12} + y_{13})V_1 - y_{12}V_2 - y_{13}V_3 \\ I_2 &= y_{21}(V_2 - V_1) + y_{23}(V_2 - V_3) & I_2 &= -y_{21}V_1 + (y_{21} + y_{23})V_2 - y_{23}V_3 \\ I_3 &= y_{31}(V_3 - V_1) + y_{32}(V_3 - V_2) & I_3 &= -y_{31}V_1 - y_{32}V_2 + (y_{31} + y_{32})V_3 \end{aligned} \quad (3.2)$$

A partir de (3.2) se definen las siguientes admitancias:

$$\begin{aligned}
Y_{11} &= y_{12} + y_{13} & Y_{21} &= -y_{21} & Y_{31} &= -y_{31} \\
Y_{12} &= -y_{12} & Y_{22} &= y_{21} + y_{23} & Y_{32} &= -y_{32} \\
Y_{13} &= -y_{13} & Y_{23} &= -y_{23} & Y_{33} &= y_{31} + y_{32}
\end{aligned} \tag{3.3}$$

Y sustituyendo (3.3) en (3.2) se obtiene el conjunto de ecuaciones (3.4).

$$\begin{aligned}
\mathbf{I}_1 &= Y_{11} \mathbf{V}_1 + Y_{12} \mathbf{V}_2 + Y_{13} \mathbf{V}_3 \\
\mathbf{I}_2 &= Y_{21} \mathbf{V}_1 + Y_{22} \mathbf{V}_2 + Y_{23} \mathbf{V}_3 \\
\mathbf{I}_3 &= Y_{31} \mathbf{V}_1 + Y_{32} \mathbf{V}_2 + Y_{33} \mathbf{V}_3
\end{aligned} \tag{3.4}$$

Este sistema puede ser representado de forma matricial, como se muestra en la ecuación (3.5).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \mathbf{I}_2 \\ \mathbf{I}_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \mathbf{V}_2 \\ \mathbf{V}_3 \end{bmatrix} \rightarrow \mathbf{I}_{\text{bus}} = \mathbf{Y}_{\text{bus}} \mathbf{V}_{\text{bus}} \tag{3.5}$$

donde $\mathbf{I}_{\text{bus}}$ y $\mathbf{V}_{\text{bus}}$ son los vectores de inyección de corriente y voltajes nodales del sistema, $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ es la matriz de admitancias nodales que además describe la topología de la red eléctrica. La ecuación (3.5) muestra la relación de corriente, admitancia y voltaje del caso particular de 3 nodos. Esta metodología se puede generalizar como lo muestra la ecuación (3.6), para la formación de la $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ de un sistema de n número de nodos. La matriz de admitancias es de dimensiones consistentes con el número de nodos en el sistema, es decir, una matriz de admitancias nodales de una red de n nodos, da como resultado una matriz de dimensión $[n \times n]$. De manera explícita, la diagonal principal de la $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ se puede obtener mediante la suma de las admitancias conectadas al nodo k , como se muestra en la ecuación (3.7).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{I}_k \\ \vdots \\ \mathbf{I}_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1m} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots \\ Y_{k1} & \cdots & Y_{km} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{nm} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{V}_k \\ \vdots \\ \mathbf{V}_n \end{bmatrix} \tag{3.6}$$

$$Y_{kk} = \sum_{m=1}^n y_{km} \tag{3.7}$$

Por otra parte, los elementos fuera de la diagonal principal son el negativo de la admitancia que relaciona al nodo k con el nodo m , como lo muestra la ecuación (3.8).

$$Y_{km} = Y_{mk} = -y_{km} \quad (3.8)$$

3.2.2 Ecuaciones de la red eléctrica

La Figura 3.4 muestra los principales componentes de un sistema eléctrico a nivel nodal, como lo es la unidad de generación, un bus de conexión, líneas de transmisión y la carga nodal. A partir del cual podemos formular las ecuaciones de balance de potencia, como se muestra en (3.9).

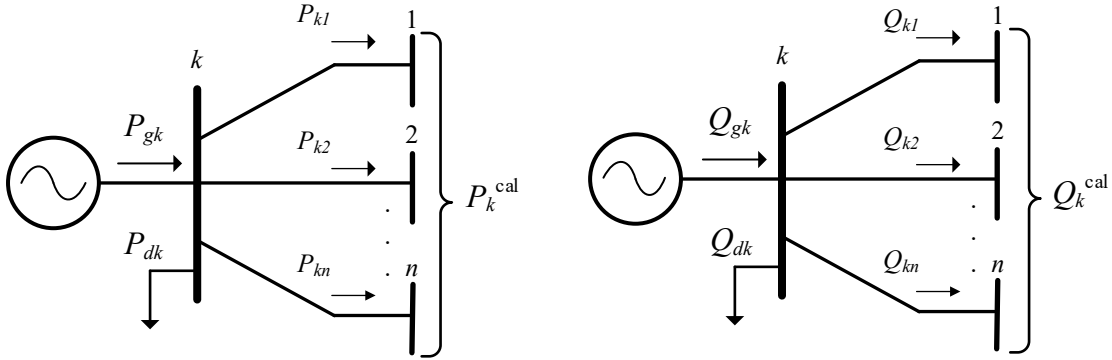


Figura 3.4. Balance de potencias activa y reactiva en el nodo k

$$\mathbf{S}_k^{cal} = \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = \sum_{m=1}^n \mathbf{S}_{km}^{cal} \quad (3.9)$$

donde $\mathbf{S}_{gk} = P_{gk} + jQ_{gk}$ y $\mathbf{S}_{dk} = P_{dk} + jQ_{dk}$ son las potencias generadas y demandadas en el nodo k , respectivamente, mientras que $\mathbf{S}_k^{cal} = P_k^{cal} + jQ_k^{cal}$ representa la potencia compleja neta calculada. Ya que la potencia compleja $\mathbf{S}$ es resultado del producto del voltaje por el conjugado de la corriente, es posible representar la ecuación (3.9) como en la ecuación (3.10).

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_k^{cal} &= \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n \mathbf{V}_k \mathbf{I}_{km}^* \\ \mathbf{S}_k^{cal} &= \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = \mathbf{V}_k \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n (\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_m)^* \mathbf{Y}_{km}^* \end{aligned} \quad (3.10)$$

Representando los voltajes nodales en forma polar y la admitancia nodal $\mathbf{Y}_{km} = G_{km} + jB_{km}$, se obtiene la ecuación (3.11).

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_k^{cal} &= \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = V_k e^{j\theta_k} \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n (V_k e^{-j\theta_k} - V_m e^{-j\theta_m}) (G_{km} - jB_{km}) \\ \mathbf{S}_k^{cal} &= \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n (V_k^2 e^{j(\theta_k - \theta_k)} - V_k V_m e^{j(\theta_k - \theta_m)}) (G_{km} - jB_{km}) \end{aligned} \quad (3.11)$$

donde G_{km} y B_{km} son la conductancia y susceptancia nodales que relacionan al nodo k con el nodo m , respectivamente. Redefiniendo la diferencia angular $\theta_{km} = \theta_k - \theta_m$, se llega a la ecuación (3.12).

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_k^{cal} &= \mathbf{S}_{gk} - \mathbf{S}_{dk} = \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n [V_k^2 - V_k V_m (\cos \theta_{km} + j \sin \theta_{km})] (G_{km} - jB_{km}) \\ \mathbf{S}_k^{cal} &= V_k^2 G_{kk} - jV_k^2 B_{kk} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n V_k V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km} - jB_{km} \cos \theta_{km} + jG_{km} \sin \theta_{km}) \end{aligned} \quad (3.12)$$

Separando la potencia compleja en sus partes real e imaginaria, se llega al conjunto de ecuaciones mostrado en (3.13) para la potencia activa y reactiva, respectivamente.

$$\begin{aligned} P_k^{cal} &= V_k^2 G_{kk} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n V_k V_m [G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}] \\ Q_k^{cal} &= -V_k^2 B_{kk} + \sum_{\substack{m=1 \\ m \in k}}^n V_k V_m [G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}] \end{aligned} \quad (3.13)$$

donde P_k^{cal} y Q_k^{cal} son la potencia activa y reactiva netas calculadas en el nodo k , ver Figura 3.4.

Alternativamente, las potencias calculadas (3.13) pueden obtenerse de forma matricial y general para un sistema de n nodos como $\mathbf{S}^{cal} = \mathbf{V}_{bus} \mathbf{I}_{bus}^*$, mostradas explícitamente en (3.14).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_1^{cal} & & & \\ & \ddots & & \\ & & \mathbf{S}_k^{cal} & \\ & & & \ddots \\ & & & & \mathbf{S}_n^{cal} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 & & & \\ & \ddots & & \\ & & \mathbf{V}_k & \\ & & & \ddots \\ & & & & \mathbf{V}_n \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} Y_{11} & \cdots & Y_{1k} & \cdots & Y_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{k1} & \cdots & Y_{kk} & \cdots & Y_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Y_{n1} & \cdots & Y_{kn} & \cdots & Y_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_1 \\ \vdots \\ \mathbf{V}_k \\ \vdots \\ \mathbf{V}_n \end{bmatrix} \right)^* \quad (3.14)$$

Considerando el modelo “ π ” de la línea mostrado en la Figura 3.1, los flujos de potencia activa y reactiva entre los nodos k y m , se calculan como se muestra en (3.15).

$$\begin{aligned}
S_{km} &= P_{km} + Q_{km} = \mathbf{V}_k \mathbf{I}_{km}^* = \mathbf{V}_k \left[(\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_m) y_{km} \right]^* + y_{sh} \mathbf{V}_k^2 \\
S_{mk} &= P_{mk} + Q_{mk} = \mathbf{V}_m \mathbf{I}_{mk}^* = \mathbf{V}_m \left[(\mathbf{V}_m - \mathbf{V}_k) y_{km} \right]^* + y_{sh} \mathbf{V}_m^2
\end{aligned} \tag{3.15}$$

3.3 Planteamiento del método clásico de OPF

El método clásico de OPF involucra un problema de optimización, donde se busca el punto de operación de la red eléctrica en el que la generación satisfaga la demanda de energía de la forma más económica y eficiente posible. Lo anterior, obedeciendo una serie de restricciones que acotan el problema, que representan limitaciones físicas de las líneas de transmisión y de las plantas generadoras. Para este problema se retoman las curvas características descritas en el Capítulo 2. Cabe mencionar que, las curvas que incluyen el efecto de las válvulas de control no son empleadas en esta formulación, ya que el método requiere una función convexa para su solución adecuada.

Con lo anterior en mente, cada unidad de generación convencional (unidad termoelectrica) tiene asociada una curva característica de entrada-salida. De acuerdo con la curva aproximada mostrada en la Figura 2.2, la entrada-salida de las plantas termoelectricas puede ser descrita por un polinomio de segundo orden como se muestra en (3.16a). Similarmente, las ecuaciones (3.16b) y (3.16c) pueden ser usadas para modelar el comportamiento de “entra-salida” de las plantas de energía renovables, solares fotovoltaicas y eólicas. Estas ecuaciones se emplean para describir su comportamiento dentro del OPF, incluyendo únicamente los términos fijo y variable. Dado que el costo variable asociado al uso del recurso renovable utilizado es cero el valor del factor b es muy cercano a cero también (por ejemplo, del orden de 1×10^{-4}). Entonces, para este tipo de plantas eólicas, solares e hidráulicas, es evidente que los costos fijos, asociados con el factor a , son los que dictan el costo de operación de estas centrales eléctricas.

$$\begin{aligned}
a) C_i(P_{gi}) &= a_{gi} + b_{gi} P_{gi} + d_{gi} P_{gi}^2 & b) C_i(P_{pvi}) &= a_{pvi} + b_{pvi} P_{pvi} & c) C_i(P_{wgi}) &= a_{wgi} + b_{wgi} P_{wgi} \\
\forall i &= 1, \dots, ng & \forall i &= 1, \dots, ng_{pv} & \forall i &= 1, \dots, ng_{wg}
\end{aligned} \tag{3.16}$$

donde ng , ng_{pv} y ng_{wg} son el número de unidades termoelectricas, solares fotovoltaicas y eólicas presentes en el sistema, P_{gi} es la potencia activa generada por la unidad generadora i en [MW], C_i son los costos de producción, mientras que los términos a_i , b_i y d_i representan los costos fijos, variables y cuadráticos de las curvas de costo de generación de la unidad i .

Usando las curvas características de cada unidad de generación, la función objetivo a optimizar se obtiene mediante la suma de las funciones de costo de las unidades, como se muestra en (3.17). Además de la función objetivo, es necesario considerar las restricciones a las cuales está sujeta. Las restricciones de igualdad (3.18) – (3.19) provienen del análisis de balance de potencia nodal. Mientras que las restricciones de desigualdad (3.20) – (3.24) representan límites operativos de las unidades generadoras: reservas rodantes de potencia consideradas como un porcentaje de la potencia activa que puede inyectar el generador (3.21) - (3.22), límites de potencia reactiva mínima y máxima de las unidades de generación (3.23), los límites de voltaje nodal (3.20) y la capacidad física de las líneas de transmisión para transportar la máxima cantidad de potencia (3.24).

El conjunto de ecuaciones (3.17) - (3.24) representa el modelo clásico de OPF, el cual sienta la base para el desarrollo del modelo de OPF con un enfoque económico-ambiental, que es el propósito principal de este trabajo de tesis.

$$\min \left\{ C_t = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i \times P_i + d_i \times P_i^2) \right\} \quad (3.17)$$

$$P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad \forall k = 1, \dots, n \quad (3.18)$$

$$Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad \forall k = 1, \dots, n \quad (3.19)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, n \quad (3.20)$$

$$P_i(1 + SR_i) \leq P_i^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.21)$$

$$P_i(1 - SR_i) \geq P_i^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.22)$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.23)$$

$$-P_{km}^{\max} \leq P_{km} \leq P_{km}^{\max} \quad km \in Z_{nl} \quad (3.24)$$

donde a_i , b_i , d_i toman el valor de a_{gi} , b_{gi} , d_{gi} para las unidades convencionales; a_{pvi} , b_{pvi} , d_{pvi} para las plantas PV, y a_{wgi} , b_{wgi} , d_{wgi} para las plantas WG, según sea el caso; $NG = ng + ng_{pv} + ng_{wg}$ es el número total de unidades de generación termoeléctricas y renovables, n es el número de nodos de la red eléctrica, P_i y Q_i son las potencias activa y reactiva generadas por la unidad i convencional (P_g , Q_g), renovable PV (P_{pv} , Q_{pv}) o renovable WG (P_{wg} , Q_{wg}), SR_i es la reserva rodante (spinning reserve, por sus siglas en inglés) del generador i , que puede ser convencional o renovable PV o WG; $V^{\min}$ y $V^{\max}$ son los voltajes nodales mínimos y máximos permitidos en la red, $P^{\max}$ y $P^{\min}$ son

los límites de potencia activa mínimos y máximos de las unidades de generación, $Q^{\max}$ y $Q^{\min}$ son los límites de potencia reactiva mínimos y máximos de las unidades de generación, P_{km} es el flujo de potencia en la línea que conecta los nodos k y m , con $P_{km}^{\max}$ representando el flujo de potencia activa máximo permitido en la línea de transmisión.

3.4 Precio marginal local

Como resultado de un estudio de OPF en una red eléctrica, se obtiene el despacho óptimo de potencia de los generadores, considerando la reserva rodante, y las variables de estado asociadas con la operación de la red como voltajes nodales y ángulos. Además, también se obtiene el precio marginal local (PML) de cada nodo del sistema, representado comúnmente por λ . El PML se refiere al precio nodal de la energía, el cual se suele interpretar como el valor incremental del precio de la energía necesario para proveer un MW adicional de carga en un determinado nodo [34], [40].

En México, se realiza el cálculo de los PML para el mercado de un día de adelanto (MDA) y para el mercado en tiempo real (MTR) [40]. El PML consta de tres componentes fundamentales: (i) la componente marginal, dada por el ‘generador marginal’ que provee la energía adicional requerida por la red debido a pérdidas o falta de generación; (ii) una componente de congestión de las líneas de transmisión y, (iii) la componente de pérdidas, ambas mostradas en la ecuación (3.25).

$$\text{PML} = \lambda_{\text{gen}} + \lambda_{\text{cong}} + \lambda_{\text{per}} \quad (3.25)$$

donde λ_{gen} se refiere al costo asociado al generador marginal, λ_{cong} se refiere al precio debido a congestión de las líneas de transmisión y λ_{per} es el costo de las pérdidas en el sistema.

3.5 Ejemplo de obtención del modelo de OPF de una red eléctrica

Con el fin de ejemplificar el planteamiento de las ecuaciones que resultan del problema de OPF para un SEP, aquí se desarrolla un ejemplo basándose en la red de la Figura 3.5 [34]. Este sistema eléctrico está formado por 6 nodos, 3 generadores, 11 líneas de transmisión, que alimentan 3 cargas conectadas en los nodos 4, 5 y 6. Para este caso, se asume que los generadores son accionados por turbinas térmicas, por lo que la entrada-salida puede ser representada mediante las curvas cuadráticas mostradas en (3.16a), y que fueron explicadas en el Capítulo 2.

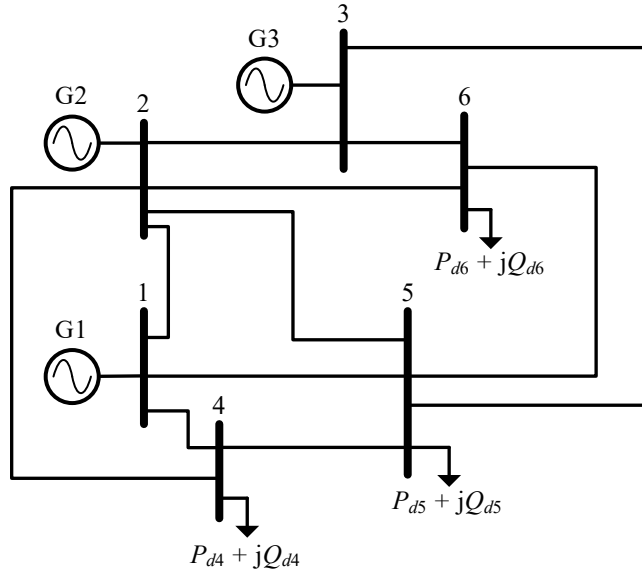


Figura 3.5. Red eléctrica de 6 nodos y 3 fuentes de generación [34].

Con la ecuación (3.16)a), podemos obtener las curvas de costo correspondientes a las tres unidades de generación G1 - G3 de la red eléctrica, como se muestra en (3.26).

$$\begin{aligned}
 C_1(P_{g1}) &= a_1 + b_1 P_{g1} + d_1 P_{g1}^2 \\
 C_2(P_{g2}) &= a_2 + b_2 P_{g2} + d_2 P_{g2}^2 \\
 C_3(P_{g3}) &= a_3 + b_3 P_{g3} + d_3 P_{g3}^2
 \end{aligned} \tag{3.26}$$

De lo anterior y considerando (3.17), la función objetivo para este problema particular sería la mostrada en (3.27).

$$\min \{C_t(P_g) = C_1(P_{g1}) + C_2(P_{g2}) + C_3(P_{g3})\} \tag{3.27}$$

Siguiendo (3.18) - (3.19), los balances de potencias activa y reactiva se determinan realizando un análisis por nodo de la red eléctrica. Para la red de 6 nodos, se obtiene el conjunto de ecuaciones de balance mostrado en (3.28)(a) y (3.28)(b), que corresponden a 6 ecuaciones de potencia activa y 6 de potencia reactiva nodales, respectivamente.

$ \begin{aligned} P_{g1} - P_{d1} - P_1^{cal} &= 0 \\ P_{g2} - P_{d2} - P_2^{cal} &= 0 \\ P_{g3} - P_{d3} - P_3^{cal} &= 0 \end{aligned} $	$ \begin{aligned} P_{g4} - P_{d4} - P_4^{cal} &= 0 \\ P_{g5} - P_{d5} - P_5^{cal} &= 0 \\ P_{g6} - P_{d6} - P_6^{cal} &= 0 \end{aligned} $	$ \begin{aligned} Q_{g1} - Q_{d1} - Q_1^{cal} &= 0 \\ Q_{g2} - Q_{d2} - Q_2^{cal} &= 0 \\ Q_{g3} - Q_{d3} - Q_3^{cal} &= 0 \end{aligned} $	$ \begin{aligned} Q_{g4} - Q_{d4} - Q_4^{cal} &= 0 \\ Q_{g5} - Q_{d5} - Q_5^{cal} &= 0 \\ Q_{g6} - Q_{d6} - Q_6^{cal} &= 0 \end{aligned} $
--	--	--	--

(3.28)

Los términos P_k^{cal} y Q_k^{cal} se obtienen de acuerdo con lo mostrado previamente en (3.13) o (3.14).

De acuerdo con (3.20), cada voltaje nodal de la red debe restringirse a valores estándares en condiciones de operación en régimen permanente estacionario. Por ello, para esta red eléctrica de 6 nodos se tienen las 12 ecuaciones de restricción mostradas en (3.29).

$$\begin{array}{lll} V_1^{\min} \leq V_1 \leq V_1^{\max} & V_3^{\min} \leq V_3 \leq V_3^{\max} & V_5^{\min} \leq V_5 \leq V_5^{\max} \\ V_2^{\min} \leq V_2 \leq V_2^{\max} & V_4^{\min} \leq V_4 \leq V_4^{\max} & V_6^{\min} \leq V_6 \leq V_6^{\max} \end{array} \quad (3.29)$$

Por otro lado, usando como ejemplo (3.21) - (3.22), las ecuaciones de restricción asociadas con los límites de reserva rodante que aplican a los tres generadores G1 – G3 de la red eléctrica en cuestión, se muestran de manera explícita en (3.30). Similarmente, de acuerdo con (3.23), los límites de potencia reactiva mínimos y máximos de los generadores se definen también en (3.30).

$$\begin{array}{lll} P_{g1}(1 + SR_{g1}) \leq P_{g1}^{\max} & P_{g1}(1 - SR_{g1}) \geq P_{g1}^{\min} & Q_{g1}^{\min} \leq Q_{g1} \leq Q_{g1}^{\max} \\ P_{g2}(1 + SR_{g2}) \leq P_{g2}^{\max} & P_{g2}(1 - SR_{g2}) \geq P_{g2}^{\min} & Q_{g2}^{\min} \leq Q_{g2} \leq Q_{g2}^{\max} \\ P_{g3}(1 + SR_{g3}) \leq P_{g3}^{\max} & P_{g3}(1 - SR_{g3}) \geq P_{g3}^{\min} & Q_{g3}^{\min} \leq Q_{g3} \leq Q_{g3}^{\max} \end{array} \quad (3.30)$$

Y para completar el modelo de OPF de la red eléctrica de la Figura 3.5, la ecuación (3.24) se extiende para considerar los límites máximos de flujo de potencia activa que las líneas pueden transmitir. Dado que se tienen $nl = 11$ líneas de transmisión en el sistema eléctrico, se tendrán 22 ecuaciones de desigualdad por considerar en el estudio, tal como se indica en (3.31).

$$\begin{array}{lll} -P_{12}^{\max} \leq P_{12} \leq P_{12}^{\max} & -P_{24}^{\max} \leq P_{24} \leq P_{24}^{\max} & -P_{36}^{\max} \leq P_{36} \leq P_{36}^{\max} \\ -P_{14}^{\max} \leq P_{14} \leq P_{14}^{\max} & -P_{25}^{\max} \leq P_{25} \leq P_{25}^{\max} & -P_{45}^{\max} \leq P_{45} \leq P_{45}^{\max} \\ -P_{15}^{\max} \leq P_{15} \leq P_{15}^{\max} & -P_{26}^{\max} \leq P_{26} \leq P_{26}^{\max} & -P_{56}^{\max} \leq P_{56} \leq P_{56}^{\max} \\ -P_{23}^{\max} \leq P_{23} \leq P_{23}^{\max} & -P_{35}^{\max} \leq P_{35} \leq P_{35}^{\max} & \end{array} \quad (3.31)$$

En resumen, el sistema eléctrico de la Figura 3.5 formado por 6 nodos, 3 generadores y 11 líneas de transmisión, resulta en un OPF cuyo modelo a resolver implica la minimización de una función objetivo sujeta a 12 ecuaciones de igualdad y 46 ecuaciones de desigualdad.

3.6 Factores de emisión de GEI

El factor de emisión relaciona la cantidad de GEI emitido con la actividad que lo produce. Se define como la masa de gas emitido por unidad de tiempo o por unidad de volumen, según el

caso [41]. En esta tesis, es de particular interés conocer el factor de emisión de los principales combustibles fósiles utilizados para generar energía eléctrica. Los más utilizados son el gas natural, combustóleo, carbón y diésel. Estos factores de emisión facilitarán el cálculo de factores de penalidad con los cuales se podrá añadir una nueva consideración a la función objetivo del OPF.

La Tabla 3.1 reporta los factores de emisión de los combustibles frecuentemente utilizados por la industria eléctrica [41], [42], según informes obtenidos de la Agencia de protección ambiental de Estados Unidos (EPA, por sus siglas en inglés) y el Grupo intergubernamental de expertos sobre el cambio climático (IPCC, por sus siglas en inglés). Existen diferencias entre los factores obtenidos de la EPA y el IPCC, lo cual se debe a diferentes razones, entre las que se encuentran: variaciones en la metodología para realizar las mediciones o al realizar los cálculos necesarios para su obtención, así como variaciones en las condiciones en que fueron obtenidos. Ya que diferentes condiciones físicas pueden afectar los resultados, los factores de emisión de los combustibles, típicamente están reportados dentro de un rango acotado de valores.

De la Tabla 3.1 se observa claramente que los factores de emisión de metano (CH_4) y dióxido de nitroso (N_2O) rondan los 1×10^{-5} hasta 1×10^{-7} [t/MWh], siendo poco significativos en comparación con los de CO_2 . Debido a que factores de emisión de CH_4 y N_2O son de orden mucho menor que los de CO_2 , el modelo de OPF mejorado que se desarrolla en esta tesis considerará únicamente las emisiones de CO_2 en el proceso de optimización de la función biobjetivo. Adicionalmente, en esta tesis se adopta la consideración de que 1.0 [t CO_2] equivale a 1000 [kg CO_2]. Esta notación también puede encontrarse en la literatura como m TCO_2 , refiriéndose a “tonelada métrica”; sin embargo, se trata de una equivalencia.

Tabla 3.1. Factores de emisión por combustible eléctrica [41], [42]

Combustible	EPA			CFE e IPCC		
	CO_2 [t/MWh]	CH_4 [t/MWh]	N_2O [t/MWh]	CO_2 [t/MWh]	CH_4 [t/MWh]	N_2O [t/MWh]
Lignito	0.3260	3.75×10^{-5}	5.46×10^{-6}	0.3637	3.60×10^{-6}	5.40×10^{-6}
Carbón	0.3879	3.75×10^{-5}	5.46×10^{-6}	0.4031	7.20×10^{-4}	1.44×10^{-5}
Gas natural	0.1811	3.41×10^{-6}	3.40×10^{-7}	0.2312	1.08×10^{-5}	2.16×10^{-6}
Biomasa	0.1776	1.09×10^{-5}	2.15×10^{-6}	0.1965	3.60×10^{-6}	3.60×10^{-7}
Crudo	0.2543	1.02×10^{-5}	2.05×10^{-6}	0.2638	1.08×10^{-5}	2.16×10^{-6}
Diésel	0.2519	3.75×10^{-6}	3.80×10^{-7}	0.2667	1.08×10^{-5}	2.16×10^{-6}
Combustóleo	0.2563	--	--	0.2786	1.08×10^{-5}	2.16×10^{-6}

CFE: Comisión Federal de Electricidad

Al igual que para las tecnologías de generación basadas en combustibles fósiles, existe un factor de emisión asociado a las plantas de generación renovables, como se muestra en la Tabla 3.2 [42], [43]. Dichos factores se asocian con los procesos de construcción de los parques de generación renovable. Esto se debe a las emisiones relacionadas con la manufactura de los paneles fotovoltaicos y los aerogeneradores que también implica un impacto ambiental, dados los procesos que se requieren para la obtención de la materia prima necesaria. Sin embargo, la cantidad de emisiones de CO₂ es mínima en comparación con las tecnologías basadas en combustibles fósiles.

Tabla 3.2. Factores de emisión de tecnologías renovables [42]

Tecnología	[t CO ₂ /MWh]
Hidroeléctrica	2.4×10^{-5}
Eólica	0.011
Solar	0.043
Geotérmica	0.068

3.7 Cálculo de emisiones de CO₂

Usando los factores de emisión de la sección anterior, se puede conocer la cantidad de emisiones de CO₂ de una planta de generación, en función de la potencia que está suministrando. Concretamente, conociendo la potencia despachada por cada generador, la contribución individual de emisiones se calcula de acuerdo con el tipo de tecnología, como se muestra en la ecuación (3.32). Ciertamente, el estudio de flujos de potencia óptimos definirá la potencia de generación de cada unidad P_{gi} , dadas las condiciones de demanda existentes en el sistema. Así, las emisiones individuales de CO₂ están dadas por:

$$E_i = K_i \times P_i \quad (3.32)$$

donde E_i en [tCO₂/h] son las emisiones de CO₂ de la i unidad de generación y K_i en [tCO₂/MWh] son los factores de emisión de la tecnología utilizada, tomados de la Tabla 3.1 o de la Tabla 3.2.

Las emisiones totales producidas por la red eléctrica se obtienen sumando las emisiones individuales de cada generador, como muestra la ecuación (3.33).

$$E_{t\ CO_2} = \sum_{i=1}^{NG} E_i \quad (3.33)$$

donde $E_{t\ CO_2}$ en [tCO₂/h] son las emisiones de CO₂ totales del sistema eléctrico.

Con la solución del OPF y usando (3.33), se obtiene la cantidad de emisiones dado un punto de operación óptimo del sistema, desde el punto de vista meramente económico. Este cálculo proporciona una referencia que permite cuantificar la medida en que las emisiones de CO₂ pueden ser disminuidas. Incluyendo un costo asociado a las emisiones de CO₂ dentro del OPF, mediante factores de penalidad, en este trabajo se busca reducir el total de emisiones dado por (3.33).

3.8 Factor de penalidad

Los factores de penalidad relacionan el costo máximo esperado de una central eléctrica por operar al 100% de su capacidad, con la cantidad máxima de emisiones de CO₂. Mediante este factor es posible asociar un costo individual a cada unidad de generación por la emisión de gases que resulte de su participación en el sistema. Los costos máximos de generación son obtenidos mediante la evaluación de las respectivas curvas de costo de cada generador en su límite máximo de potencia que éste puede producir, tal como lo muestra (3.34).

$$C_i^{\max} = a_i + b_i \times P_i^{\max} + d \times (P_i^{\max})^2 \quad (3.34)$$

donde $C_i^{\max}$ es el costo máximo de producción de la i -ésima unidad de generación y $P_i^{\max}$ es el límite superior de potencia activa que puede entregar cada generador. Similarmente, usando (3.32) y (3.33) es posible calcular el máximo de emisiones de CO₂ de cada unidad y las totales de la red eléctrica debido a los NG unidades de generación, como se muestra en (3.35).

$$E_{CO2}^{\max} = \sum_{i=1}^{NG} K_i \times P_i^{\max} \quad (3.35)$$

donde $E_{CO2}^{\max}$ son las emisiones de CO₂ máximas de la red eléctrica.

Combinando adecuadamente (3.34) - (3.35), el cálculo de los factores de penalidad individuales puede obtenerse mediante (3.36). Estos factores relacionan del costo máximo de la i -ésima unidad generadora con el máximo de emisiones esperado a la máxima potencia.

$$\gamma_i = \frac{C_i^{\max}}{E_{CO2}^{\max}} \quad (3.36)$$

donde γ_i en [\$/tCO₂] es el factor de penalidad correspondiente a la i -ésima unidad generadora.

Este factor de penalidad permite asignar un costo a las emisiones de CO₂, facilitando su inclusión como un criterio adicional de decisión en la función objetivo con el fin de minimizar los costos generación y costos por emisiones de CO₂.

3.9 Costo asociado a las emisiones de CO₂

Habiendo encontrado los factores de penalidad de cada planta generadora, entonces es posible encontrar los costos asociados a la emisión de CO₂, para ello, se retoman nuevamente los factores de emisión vistos en este capítulo. La ecuación (3.37) muestra el cálculo de dichos costos

$$CE_i = \gamma_i \times K_i \times P_i \quad \rightarrow \quad CE = \sum_{i=1}^{NG} CE_i \quad (3.37)$$

donde CE_i en [\$/h] es el costo asociado a las emisiones de CO₂ de la i -ésima unidad generadora.

Se observa con claridad que los costos de emisiones dependen directamente de la potencia generada y del tipo de tecnología de la central eléctrica. Note que γ_i está expresado en [\$/tCO₂], el factor de emisión K está expresado en [tCO₂/MWh] y la potencia generada P_{gi} está dada en [MW], por lo que los costos de emisión CE están dados en [\$/h]. Estas unidades son congruentes con las unidades en que están expresadas las curvas características de los generadores y, por lo tanto, de la función de minimización, por lo que es posible añadir este término en la función objetivo del OPF clásico, convirtiéndola en biobjetivo. De esta forma es posible abordar el problema de optimización de la potencia desde un punto de vista económico-ambiental.

3.9.1 Función de minimización añadiendo costos de emisiones de CO₂

La nueva función de minimización considera los mismos aspectos vistos en el enfoque del OPF clásico, con la adición del término que considera las emisiones de CO₂, tal como discutió previamente. Ahora se tiene una función biobjetivo homogeneizada, que permitirá minimizar los costos de generación y las emisiones de CO₂, como se muestra en las ecuaciones (3.38) y (3.39).

$$\min \{CT = CG + CE\} \quad (3.38)$$

$$\min \left\{ \sum_{i=1}^{NG} \left(a_i + b_i \times P_i + d_i \times P_i^2 + \gamma_i \times K_i \times P_i \right) \right\} \quad (3.39)$$

donde CT son los costos totales y CG son los costos de generación de la red eléctrica.

3.10 Modelo de OPF incluyendo emisiones de CO₂

Las ecuaciones (3.40) - (3.47) representan en su conjunto el modelo de OPF considerando la minimización emisiones de CO₂ desarrollado en esta tesis. A diferencia del modelo clásico, este enfoque combina costos de generación con costo de penalización por emisiones de CO₂. Este modelo se implementó numéricamente y de manera general usando el *toolbox* de optimización de *Matlab*. Con él, es posible el estudio de redes eléctricas de topología arbitraria y cualquier número de líneas de transmisión, cargas nodales y plantas generadoras termoeléctricas y renovables.

$$\min \left\{ C_t = \sum_{i=1}^{NG} (a_i + b_i \times P_i + d_i \times P_i^2 + \gamma_i \times K_i \times P_i) \right\} \quad (3.40)$$

$$P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad \forall k = 1, \dots, n \quad (3.41)$$

$$Q_{gk} - Q_{dk} - Q_k^{cal} = 0 \quad \forall k = 1, \dots, n \quad (3.42)$$

$$V_k^{\min} \leq V_k \leq V_k^{\max} \quad \forall k = 1, \dots, n \quad (3.43)$$

$$P_i(1 + SR_i) \leq P_i^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.44)$$

$$P_i(1 - SR_i) \geq P_i^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.45)$$

$$Q_i^{\min} \leq Q_i \leq Q_i^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, NG \quad (3.46)$$

$$-P_{km}^{\max} \leq P_{km} \leq P_{km}^{\max} \quad km \in Z_{nl} \quad (3.47)$$

Vale la pena recordar que, al realizar un estudio clásico de OPF, se obtiene la asignación óptima de las unidades que satisfacen la demanda del sistema, priorizando para el despacho aquellas con un costo de producción menor. Sin embargo, con esta reformulación de la función objetivo mostrada en (3.40), se espera que la asignación de potencia cambie significativamente. Esto porque el despacho de potencia deberá redistribuirse, priorizando ya no solo las unidades de generación más baratas sino también las que menos emisiones de CO₂ produzcan. Por lo anterior, si el orden de mérito de los generadores cambia, esto provocaría alteraciones en los precios marginales de la energía *PML*, debido al despacho de unidades termoeléctricas menos contaminantes, pero con un costo de producción más elevado. Sin embargo, se puede advertir que una penetración considerable de plantas renovables (hidroeléctricas, eólicas y fotovoltaicas) en el sistema, ayudaría a reducir tanto los *PMLs* como el factor de emisión de CO₂ global de la red

eléctrica. Este comportamiento se discute con amplitud en los casos de estudio, presentados en el siguiente capítulo.

Capítulo 4

Estudio de casos

4.1 Introducción

En este capítulo se presentan el estudio de casos aplicando la formulación de OPF con la consideración ambiental de emisiones de CO₂, poniendo en práctica los conceptos planteados a lo largo de la tesis. En el primer caso, se retoma la red eléctrica de seis nodos y tres unidades de generación presentada en el Capítulo 3, que se usó para mostrar la obtención de las ecuaciones de igualdad y desigualdad del problema de OPF. Inicialmente, se lleva a cabo un análisis de OPF con el enfoque clásico, con la finalidad de validar el algoritmo desarrollado en *Matlab* mediante la comparación de los resultados con lo reportado en la literatura. Posteriormente, esta misma red eléctrica se resuelve con el método de OPF incluyendo la minimización de emisiones CO₂ desarrollado en esta tesis. Se muestra y discute las diferencias obtenidas por los flujos de potencia óptimos con respecto al enfoque clásico, destacando el comportamiento de los PML de la energía, el despacho de potencia cada generador y el costo de operación del sistema en su conjunto. En el segundo caso se aborda únicamente el OPF con la consideración ambiental. Se busca ejemplificar el desempeño del algoritmo en una red eléctrica de mayor dimensión con 24 nodos y 10 plantas de generación. Se realiza un análisis multiperiodo sujeto a cambios de demanda horaria, poniendo énfasis especial en el despacho de potencia y emisiones de CO₂ en cada punto de operación. Asimismo, se presenta un escenario en el cual la red eléctrica presenta una gran incorporación de fuentes renovables de energía. Todo ello alineado con la actualidad, ya que hoy en día la penetración de nuevas tecnologías va en aumento.

Con la finalidad de facilitar la discusión y visualización de los resultados de los estudios de casos, se emplean los siguientes acrónimos para el resto de este capítulo: el OPF clásico reportado en la literatura se etiqueta como ‘OPF C’; el OPF clásico desarrollado en esta tesis se etiqueta como ‘OPF D’; y, el OPF considerando la minimización de emisiones de CO₂ desarrollado en esta tesis se etiqueta como ‘OPF+E’.

4.2 Validación del OPF desarrollado en esta tesis

Para pronta referencia, la Figura 4.1 presenta la red eléctrica utilizada en el Capítulo 3 para ejemplificar el planteamiento de las ecuaciones de igualdad y desigualdad asociadas con el modelo de OPF. Este primer estudio de caso servirá para mostrar la aplicación de la herramienta digital desarrollada en el capítulo anterior. Hay que recordar que esta red contiene 6 nodos, 11 líneas de transmisión, 3 plantas termoeléctricas (G1, G2 y G3) ubicadas en los nodos 1, 2 y 3, y tres cargas distribuidas entre los nodos 4, 5 y 6, con $S_{d4} = 100 + j15$ [MVA], $S_{d5} = 100 + j15$ [MVA], $S_{d6} = 100 + j15$ [MVA], respectivamente. Así, la demanda total del sistema es $S_d = 300 + j45$ [MVA], es decir, $S_d = 3.0 + j0.45$ [pu] para una potencia base de 100 MVA. Los parámetros en por unidad de la red se muestran en la Tabla 4.1, usando la misma potencia base antes mencionada. Los resultados del planteamiento del problema clásico de flujos de potencia óptimos (OPF C) se encuentran en la literatura en [34], mismos que se emplean para validar la herramienta desarrollada en *Matlab* (OPF D). De igual forma, este desarrollo sienta las bases para identificar las diferencias entre los resultados de realizar el estudio de OPF con el enfoque clásico (OPF C) y el estudio de OPF con minimización de emisiones de CO₂ elaborado en esta tesis (OPF+E). Se pondrá especial atención en la redistribución del despacho de potencia, en la medida en que se reduzcan las emisiones de CO₂ respecto al enfoque clásico, y en cómo ésta nueva consideración ambiental afecta el precio marginal de la energía, es decir, a los PML de los nodos de la red eléctrica.

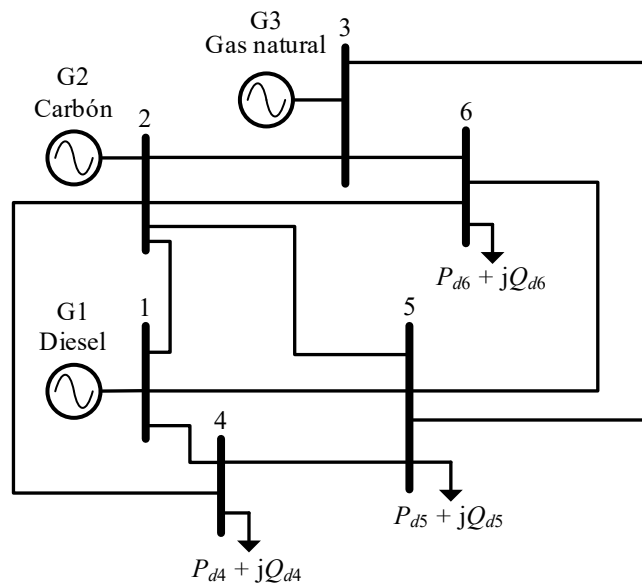


Figura 4.1. Red eléctrica con 6 nodos y 3 plantas termoeléctricas.

Tabla 4.1 Parámetros de la red de transmisión del sistema de 6 nodos.

Línea	Desde	Hacia	r [pu]	x [pu]	g_{sh} [pu]	b_{sh} [pu]	P_{max} [pu]
1	1	2	0.10	0.20	0.00	0.02	1.0
2	1	4	0.05	0.20	0.00	0.02	1.0
3	1	5	0.08	0.30	0.00	0.03	1.0
4	2	3	0.05	0.25	0.00	0.03	0.6
5	2	4	0.05	0.10	0.00	0.01	0.6
6	2	5	0.10	0.30	0.00	0.02	0.6
7	2	6	0.07	0.20	0.00	0.025	0.6
8	3	5	0.12	0.26	0.00	0.025	0.6
9	3	6	0.02	0.10	0.00	0.01	0.6
10	4	5	0.20	0.40	0.00	0.04	0.6
11	5	6	0.10	0.30	0.00	0.03	0.6

Como se mencionó en el Capítulo 3, el comportamiento del despacho de potencia de los generadores está descrito por una función de costo cuadrática, cuyos parámetros se reportan en la Tabla 4.2. De igual forma, esta tabla muestra los límites físicos de las plantas de generación y el factor de emisión K asociado a la tecnología con la cual operan dichas centrales, asumiendo que estas fueran de diésel, carbón y gas natural. Para los casos de estudio, los factores de emisión que serán tomados en cuenta, para tecnologías convencionales, serán los correspondientes al IPCC y CFE, reportados en la Tabla 3.1. En este caso particular, se asume que el rango de voltaje permitido para todos los nodos de la red eléctrica es de $0.95 \leq V_k \leq 1.07$ [pu].

Tabla 4.2. Parámetros de las plantas termoeléctricas

Planta termoeléctrica	a [\$/MWh]	b [\$/MWh]	d [\$/MWh]	P^{min} [pu]	P^{max} [pu]	Q^{min} [pu]	Q^{max} [pu]	SR [%]	K_i [tCO ₂ /MWh]
G1	213.1	11.669	0.00533	0.5	2.0	-1.0	1.5	5	0.26676
G2	200	10.333	0.00889	0.375	1.5	-1.0	1.5	5	0.4031
G3	240	10.833	0.00741	0.45	1.8	-1.0	1.2	5	0.2312

Con los parámetros anteriores, se lleva a cabo el estudio de OPF para validar el algoritmo implementado: OPF C vs OPF D, recordando que el enfoque clásico tiene como objetivo único minimizar los costos de producción de las plantas de generación de la red. En esta comparación de resultados, se decidió optar por no considerar los límites del flujo de potencia de las líneas de transmisión, con la idea de identificar con mayor precisión el impacto de la posterior inclusión de las emisiones del CO₂ en el problema tradicional de OPF. Dicho lo anterior, la Tabla 4.3 muestra los resultados del estudio de OPF. En esta tabla se observa la distribución del despacho de potencia

activa P_g que minimiza los costos de generación del sistema, incluyendo la potencia reactiva Q_g generada por cada unidad. El algoritmo OPF D, desarrollado en esta tesis, arroja resultados consistentes y cercanos a los obtenidos con el método OPF C reportado en [34]. El mayor porcentaje de error obtenido para la potencia activa fue de 0.055% para la planta G1, mientras que, con respecto a la potencia reactiva, el error más grande calculado fue de 1.6% para la planta eléctrica G1 también.

Tabla 4.3 Comparación de la potencia activa y reactiva generadas, OPF C vs OPF D

Planta termoeléctrica	OPF C P_g [MW]	OPF D P_g [MW]	Error e [%]	OPF C Q_g [MVar]	OPF D Q_g [MVar]	Error e [%]
G1	78.50	78.543	0.055	2.30	2.337	1.609
G2	118.80	118.80	0.000	1.00	1.0103	1.030
G3	109.60	109.65	0.046	5.20	5.2128	0.246
Total	306.90	306.993	0.030	8.5	8.5601	0.7071

Como era de esperarse, dado que este enfoque clásico de OPF tiene como función principal la de minimizar los costos operativos de las plantas eléctricas, destaca el hecho de que G2 provee la mayor parte de potencia en la red. Y esto se debe a que es el generador disponible más barato, según las curvas de costo empleadas. Posteriormente, G3 resulta ser la segunda planta con mayor despacho de potencia, dado que es la subsecuente más barata. Finalmente, G1 es la central eléctrica más costosa y es la que menos contribuye potencia activa al sistema. En este sentido, los resultados del OPF son congruentes ya que se apegan a principios fundamentales de operación, pues el orden de mérito de despacho se basa en el costo de producción de las unidades. El costo total de producción, que representa el punto óptimo de operación de la red, fue de $CG = 4,232.4$ [\$/h] para el método OPF C y de $CG = 4,232.4$ [\$/h] para la herramienta desarrollada OPF D.

La Tabla 4.4 muestra los voltajes nodales y los PML de los seis nodos de la red eléctrica calculados con la herramienta desarrollada, OPF D, cuyos valores son cercanos a los obtenidos con el OPF C. En el caso de los PML, se obtuvo un error máximo no significativo, inferior al 0.008%. Por su parte, el máximo error calculado para los voltajes nodales fue de tan solo 0.419% para el nodo 6. Por lo anterior, se puede aseverar que la herramienta OPF D desarrollada en esta tesis es válida para la solución de flujos de potencia óptimos en redes eléctricas.

Tabla 4.4. Comparación de los voltajes nodales y PML de la red eléctrica

Nodo	OPF C V [pu]	OPF D V [pu]	Error e [%]	OPF C λ [\$/MWh]	OPF D λ [\$/MWh]	Error e [%]
1	1.07	1.07	0.000	12.506	12.506	0.000
2	1.07	1.07	0.000	12.446	12.445	0.008
3	1.07	1.07	0.000	12.459	12.458	0.008
4	1.04	1.0374	0.250	13.114	13.114	0.000
5	1.04	1.0370	0.288	13.183	13.183	0.000
6	1.05	1.0456	0.419	12.892	12.891	0.008

4.2.1 OPF considerando emisiones de CO₂

Una vez realizada la validación del OPF D, se incluye la minimización de emisiones de CO₂, lo que implica un criterio adicional de decisión para la asignación óptima de la potencia activa, dando lugar al OPF+E. La Tabla 4.5 muestra los resultados más importantes del estudio de flujos de potencia óptimos con el enfoque biobjetivo. Se observa que, aunque las magnitudes de los voltajes nodales de la red eléctrica son similares a los calculados para el caso anterior de validación (OPF C vs OPF D), el despacho de potencia de los generadores P_g cambia considerablemente cuando se consideran los factores de emisiones de CO₂, ver la Tabla 4.5 y la Tabla 4.3. Como era de esperarse, los precios marginales de la energía, λ , de la red también cambian significativamente; ver resultados de la Tabla 4.5 y la Tabla 4.4. Por ejemplo, el PML que sufre el mayor incremento es el del nodo 1, pasando de $\lambda = 12.506$ [\$ /MWh] a $\lambda = 17.134$ [\$ /MWh].

Tabla 4.5. Resultados calculados con el OPF+E

Nodo	V [pu]	θ [°]	P_g [MW]	Q_g [MVAr]	λ [\$/MWh]
1	1.07	0	68.325	5.2412	17.134
2	1.07	-0.43168	89.708	8.137	16.985
3	1.07	1.9523	149.39	-3.1314	16.661
4	1.0371	-3.6961	0	0	17.916
5	1.0364	-3.9191	0	0	17.895
6	1.0463	-2.4905	0	0	17.346
Total			307.423	10.2468	

La Tabla 4.6 muestra con detalle la distribución de los despachos de potencia en ambos escenarios operativos: OPF D vs OPF+E. De acuerdo con los factores de emisión K y los costos variables b y d de la Tabla 4.2, aunque G2 es la planta con costos de producción más baratos, su despacho de potencia se reduce debido a que es la planta más contaminante, pasando de contribuir

el 39% del despacho al 29%. En contraste, G3 incrementa su participación en la venta de energía al pasar del 36% al 49%, precisamente porque esta planta tiene el factor de emisiones de CO₂ más pequeño del sistema. En este caso, G1 reduce su contribución en el despacho de potencia en tan solo 4%, al pasar del 26% al 22% cuando se considera la minimización de CO₂.

Tabla 4.6. Contribución de potencia, OPF D vs OPF+E

Generador	OPF D P_g [MW]	Contribución [%]	OPF+E P_g [MW]	Contribución [%]
1	78.543	26%	68.325	22%
2	118.8	39%	89.708	29%
3	109.65	36%	149.39	49%
Total	306.993	100%	307.423	100%

La Tabla 4.7 muestra las emisiones de CO₂ de cada planta, comparando el OPF D con los resultados del OPF+E. Las emisiones generadas por G1 y G2 se redujeron 2.726 [tCO₂/h] y 11.728 [tCO₂/h], respectivamente, mientras que las emisiones de G3 aumentaron 9.188 [tCO₂/h], esto debido a cambios en el despacho de potencia como se discutió previamente. Usando el OPF+E, el sistema logra una reducción acumulada de 5.266 [tCO₂/h], representando una reducción global de emisiones de CO₂ del 5.6%. Regresando brevemente a la comparación de los PML dados en la Tabla 4.4 y la Tabla 4.5, OPF D vs OPF+E, respectivamente, se destaca que los precios de la energía sufrieron un aumento significativo promedio del orden del 35.69%. Es decir, la reducción de las emisiones de CO₂ dio como resultado el encarecimiento de los PML. Debido a los cambios en el despacho, el costo total de generación de la red eléctrica pasó de $CT = 4,232.4$ [\$/h] del método clásico a $CT = 5,574.8$ [\$/h] del modelo propuesto, representando un aumento del costo total aproximado del 32%. De aquí, los costos por generación son $CG = 4,257.5$ [\$/h], correspondiendo a un aumento de apenas 0.59% y los costos asociados a las emisiones son $CE = 1,317.3$ [\$/h]. En este caso, se observa que la diferencia entre ambos costos totales recae predominantemente en la adición de los costos de emisiones

Tabla 4.7. Reducción de emisiones de CO₂, OPF D vs OPF E

Generador	OPF D E_{CO_2} [t CO ₂ /h]	OPF+E E_{CO_2} [tCO ₂ /h]	Reducción E_{CO_2} [tCO ₂ /h]
1	20.952	18.226	-2.726
2	47.889	36.161	-11.728
3	25.35	34.538	9.188
Total	94.191	88.925	-5.266

Para completar este análisis, la Tabla 4.8 muestra los flujos de potencia óptimos correspondientes a la solución de cada enfoque, OPF D vs OPF+E, sin y con minimización de las emisiones de CO₂. Evidentemente, debido a los cambios en los despachos de generación, se presentan cambios considerables en los flujos de potencia activa y reactiva en la red eléctrica. En este estudio, la línea de transmisión que sufre el mayor cambio de flujo de potencia real fue la línea de transmisión no. 4, pasando de $P_{23} = 2.556$ [MW] a $P_{23} = 18.292$ [MW], lo cual corresponde a un incremento aproximado de 0.1573 [pu]. De igual forma, se presenta un incremento en la línea de transmisión no. 7, pasando de $P_{26} = 33.248$ [MW] a $P_{26} = 21.939$ [MW] de un escenario a otro, lo cual representó un incremento del 0.1131 [pu]. Similarmente, la línea de transmisión no. 9 pasó de $P_{36} = 73.977$ [MW] a $P_{36} = 88.99$ [MW], incrementando el flujo de potencia en 0.15013 [pu].

Es preciso recordar que, para este estudio no se consideraron los límites físicos de operación de las líneas de transmisión. Esto con la idea de centrar el análisis únicamente en el impacto de reducir las emisiones de CO₂ sobre la operación de la red. Sin embargo, en la realidad, considerar la capacidad de transmisión potencia de las líneas de transmisión, podría ser una limitante importante en la redistribución de la potencia, afectando posiblemente la eficacia del OPF+E en la reducción de emisiones de CO₂.

Tabla 4.8. Flujos de potencia óptimos en la red eléctrica, OPF vs OPF+E

Línea	Desde	Hacia	OPF D		OPF+E	
			P_{km} [MW]	Q_{km} [MVar]	P_{km} [MW]	Q_{km} [MVar]
1	1	2	5.523	-5.0099	3.4567	-4.0023
2	1	4	40.55	6.3603	38.081	6.9692
3	1	5	32.471	0.98657	26.787	2.2743
4	2	3	-2.5565	-2.9317	-18.292	0.61008
5	2	4	65.429	2.8593	65.354	3.2216
6	2	5	27.936	1.1109	24.004	2.3702
7	2	6	33.248	-0.522	21.939	2.4876
8	3	5	33.141	-3.3049	42.278	-6.2086
9	3	6	73.977	12.441	88.99	9.8034
10	4	5	2.7827	-5.8357	0.35304	-4.5447
11	5	6	-6.1518	-4.229	-9.5425	-3.4678

4.3 Sistema de prueba del IEEE de 24 nodos con plantas renovables

La Figura 4.2 muestra el diagrama unifilar del sistema eléctrico de prueba del IEEE de 24 nodos. Esta red eléctrica estándar se caracteriza por contar con 10 plantas de generación (G1 -

G10), 34 líneas de transmisión, y 17 cargas distribuidas en los nodos 1-10, 13-16 y 18-21 que en su conjunto demandan nominalmente $S_d = 2850 + j580$ [MVA]. Las curvas de costo de los generadores, límites de potencia activa y reactiva, y los parámetros de la red de transmisión son tomados de [44], [45], los cuales se presentan para pronta referencia en el Anexo A. Esta red eléctrica se emplea como segundo estudio de caso donde el interés es observar la penetración de renovables sobre la operación del sistema y las emisiones de CO₂. Así, usando el método de flujos de potencia óptimos con minimización de emisiones, OPF+E, se abordan dos escenarios operativos: el primero, donde se analiza el sistema de prueba estándar que solo contiene plantas convencionales, y el segundo escenario, con el cual se estudia la adición de plantas renovables.

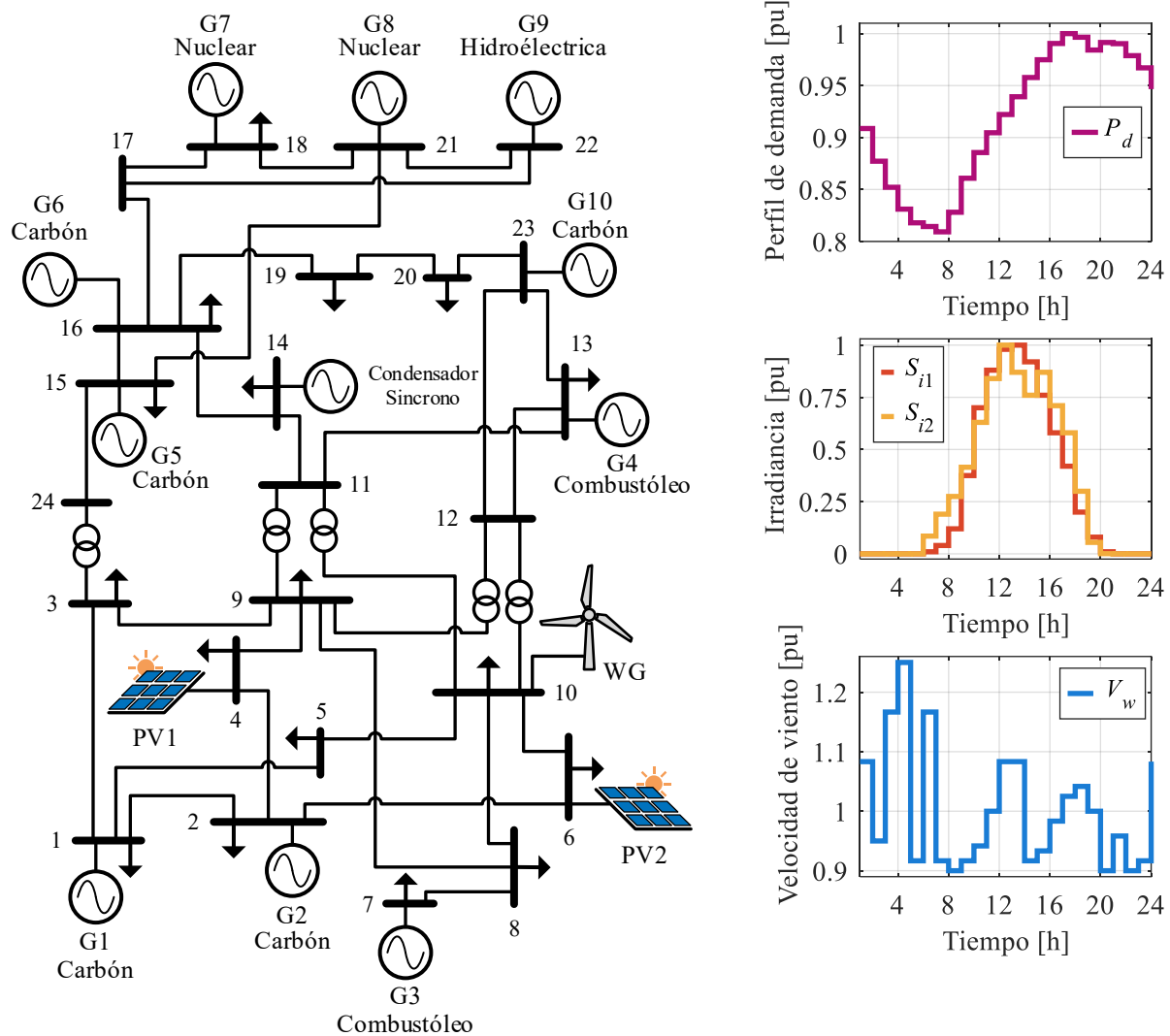


Figura 4.2. Sistema de IEEE de 24 nodos adicionando 3 plantas renovables; perfil de demanda, irradiancia y viento

La Figura 4.2 también muestra el comportamiento de la demanda horaria P_d , los perfiles de irradiancia, S_{i1} y S_{i2} , de las plantas fotovoltaicas (PV1 – PV2) y el perfil de viento V_w de la planta eólica (WG) que se incluyen en la red eléctrica, todas ellas considerando 24 horas de operación (1:00 hrs – 24:00 hrs). En total, la incorporación de generación renovable corresponde a 300 [MW], que representan 10.53% de penetración renovable respecto de la demanda nominal. Las tres plantas renovables (PV1, PV2, WG) se ubican en los nodos 4, 6 y 10, respectivamente, con 100 [MW] de capacidad cada una. Las plantas PV1 y PV2 presentan curvas de irradiancia distintas, llegando a puntos máximos de 1.0 [pu] a las 12 y 13 horas, respectivamente. La planta WG presenta un perfil de viento variante a lo largo de todo el periodo del estudio en el rango de 0.9 a 1.25 [pu]. La curva de demanda utilizada se tomó de un día típico de operación del Sistema Eléctrico Nacional, que el CENACE reporta diariamente en su página oficial [46]. Ésta fue normalizada para utilizarla en este estudio, dividiendo cada valor de la demanda horaria por la demanda máxima del día. Así, la curva normalizada de demanda P_d de la Figura 4.2 se multiplica punto a punto por cada una de las demandas nodales nominales del sistema del IEEE de 24 nodos; ver Anexo A. El punto más bajo de demanda se presenta en la hora 7, que representa un 80.92% de la demanda máxima de la red. Mientras que, la demanda máxima de la red eléctrica se presenta en la hora 17, correspondiendo a un 100% de la demanda nominal del sistema.

Con la idea de facilitar la presentación y comparación de los resultados del OPE+E para ambas condiciones operativas, sin y con plantas renovables, se utiliza el acrónimo RE (Renewable Energy, por sus siglas en inglés) como subíndice para el caso donde se considere la incorporación de las plantas renovables en la red eléctrica bajo estudio. Resolviendo el problema de OPF+E se obtienen los resultados mostrados en la Figura 4.3. Aquí se presenta el despacho de potencia de algunas plantas de generación convencionales seleccionadas, sin y con la adición de las tres plantas renovables en el sistema. También, esta figura muestra la potencia generada por las plantas renovables una vez que se incluyen en la red eléctrica. De acuerdo con el diagrama unifilar, hay dos plantas nucleares (G7 y G8), y una planta hidroeléctrica (G9) en operación en el sistema eléctrico. Estas plantas representan una opción de generación limpia, con una aportación prácticamente nula de emisiones de GEI y, además, con bajos costos de producción de energía. Por ello, su contribución de potencia a la red eléctrica es constante durante todo el periodo de operación. En este estudio, estas tres plantas mencionadas (G7 – G9) son despachadas al máximo de su capacidad (respetando la reserva rodante del 5%), sin y con renovables en la red. Como

ejemplo de ello, la Figura 4.3 ilustra el comportamiento horario del despacho de G7. Como se observa en la Figura 4.3, la inyección de potencia proveniente de las tres fuentes renovables causa una reducción en la generación de las plantas convencionales, como era de esperarse. Por ejemplo, en el caso de G1, su despacho de potencia se reduce desde la hora 1 y hasta la hora 17. Para el caso de G3, esta unidad mantiene su potencia constante hasta la hora 14 y, posteriormente se reduce cuando hay fuentes renovables. Por su parte, G4 reduce su despacho de potencia de las 16 a 22 horas cuando se incluyen las plantas renovables. En lo que respecta a G10, esta unidad experimenta la mayor disminución del despacho de potencia entre las plantas eléctricas convencionales cuando se incluyen las renovables, particularmente durante las primeras 18 horas de operación. En resumen, el efecto de la adición de la generación renovable es evidente, pues se reduce la participación de algunos generadores convencionales. Lo anterior se debe a que el OPF+E minimiza los costos de producción de las plantas eléctricas del sistema al mismo tiempo que busca reducir significativamente las emisiones de CO₂.

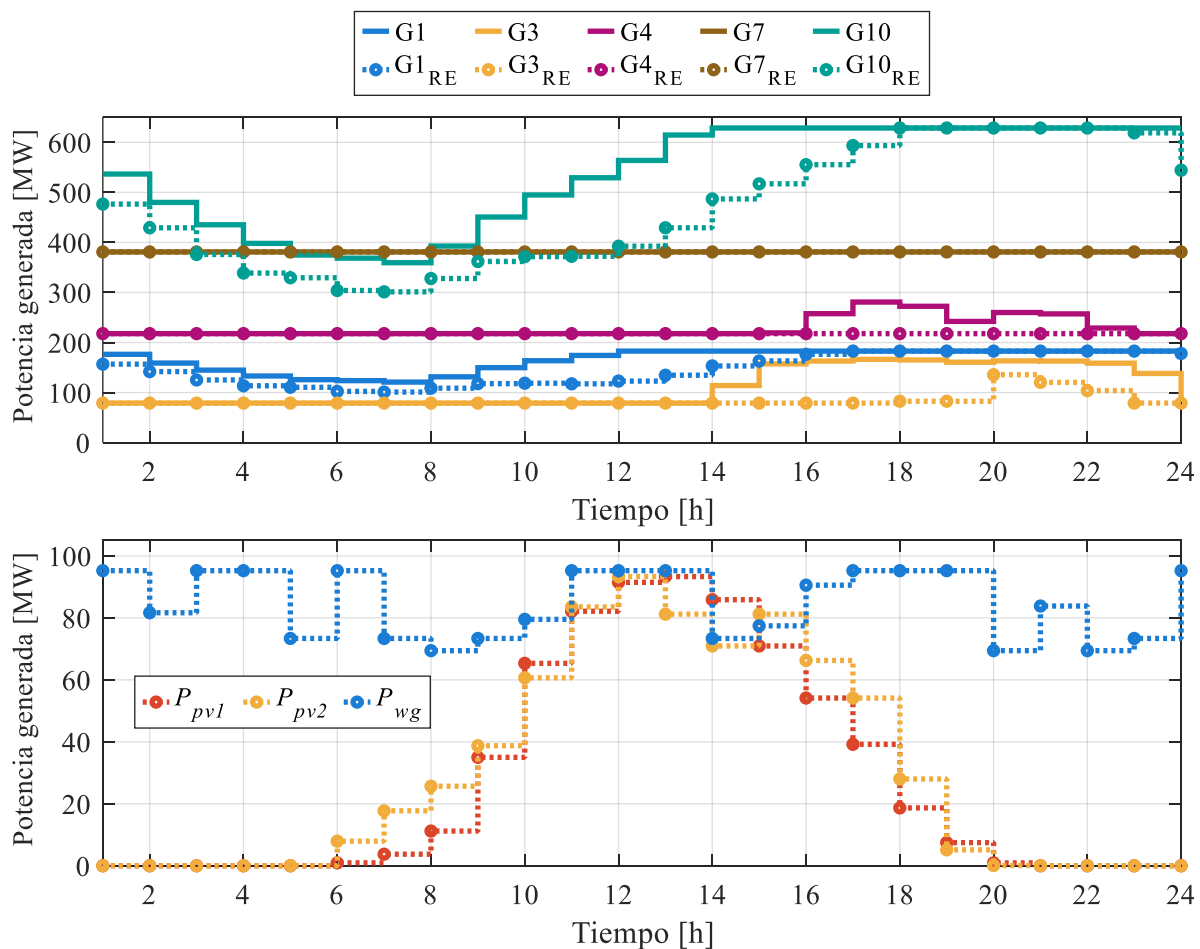


Figura 4.3. Despacho óptimo de potencia sin y con plantas renovables en la red eléctrica

La incorporación de plantas renovables, en conjunto con el biobjetivo del OPF+E, facilita la minimización de emisiones de CO₂ y la mitigación de los PML de la red. Esto se debe a que las tres plantas renovables integradas a la red (PV1, PV2 y WG) tienen una penalización por emisiones casi nula, además de que contribuyen a reducir el despacho de las plantas convencionales. Al igual que la plantas nucleoelectricas e hidroelectricas, es de esperar que su participación en la operación del sistema mejore positivamente los PML de la red eléctrica, beneficiando también la reducción de emisiones de CO₂. Adicionalmente, la integración de generación renovable en los sitios de carga ayuda a reducir las pérdidas por transmisión de energía. En este caso, la demanda total durante las 24 horas de operación es de 62,783.9 [MWh], mientras que la generación para los dos escenarios, sin y con fuentes renovables, es de 64,014.8 [MWh] y 63,949.5 [MWh], respectivamente. Esto representa una reducción de pérdidas de energía significativa del 5.5% con la incorporación de las tres plantas renovables. De lo anterior, se desprende que una disminución de pérdidas por transmisión implicaría, aunque marginalmente, una reducción de emisiones de CO₂, dada la dependencia lineal que existe entre las emisiones de CO₂ y la generación de energía eléctrica.

Para reforzar la discusión anterior, la Figura 4.4 muestra las emisiones de CO₂ y el factor de emisiones (FE) del sistema para cada hora de operación, calculado como $FE = E_{CO_2}/P_d$, lo anterior para ambos escenarios, sin y con plantas renovables incluidas. De acuerdo con estos resultados, las emisiones de CO₂, E_{CO_2} , y el factor de emisión, FE , siguen el comportamiento de la demanda del sistema. Sin embargo, existe una clara diferencia en las emisiones con ambos escenarios, sin y con la inclusión de plantas renovables. Considerando todo el horizonte de operación de 24 horas, las emisiones totales obtenidas para el caso base sin renovables fueron $E_{CO_2} = 14,653$ [tCO₂/h], mientras que para el caso con generación renovable fueron $E_{CO_2} = 13,447$ [tCO₂/h], logrando una reducción de 1,206 [tCO₂/h], es decir, una disminución del 8.23% de emisiones de CO₂. En situaciones donde predomina la generación a base de carbón y combustóleo, como en este estudio, la incorporación de fuentes renovables otorga flexibilidad para que el OPF+E pueda reducir las emisiones de CO₂, más allá de la reducción inherente que implica la incorporación de estas tecnologías amigables con el medio ambiente.

La Figura 4.5 muestra los costos de generación, CG , de la red eléctrica sin y con plantas renovables. Se observa que el impacto económico de la consideración ambiental (minimización de emisiones de CO₂) sobre los costos de operación se reducen al incluir generación renovable. El costo de generación promedio para las 24 horas fue de $CG = 44,624$ [\$ /h], mientras que los costos

por emisiones son $CE = 7,125$ [\$/h]. Por lo que el costo total promedio resulta ser $CT = 51,750$ [\$/h] para el caso base sin renovables, mientras que con la incorporación de tecnologías renovables fue de $CG_{RE} = 41,325$ [\$/h], $CE_{RE} = 6,350.4$ [\$/h], lo que resulta en un costo total de $CT_{RE} = 47,675.4$ [\$/h], obteniéndose una reducción promedio de los costos totales del sistema del 7.87%.

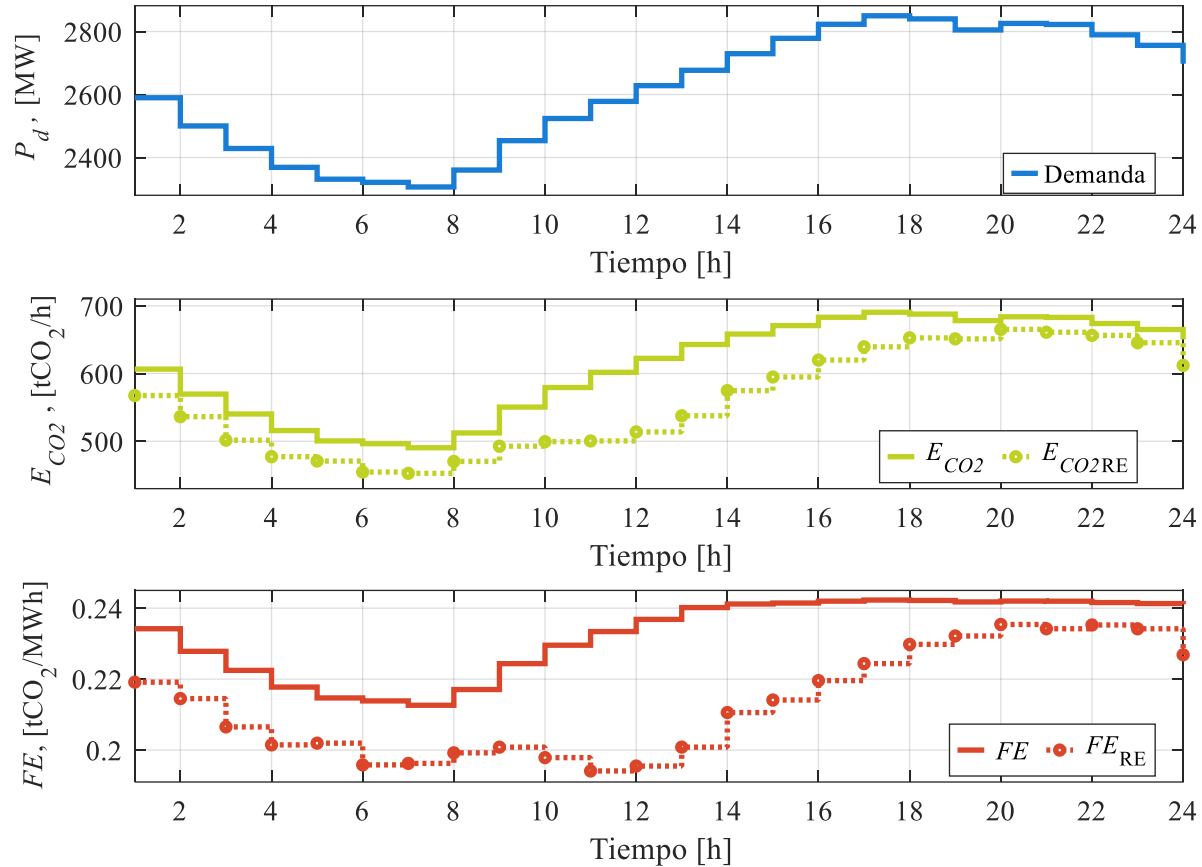


Figura 4.4. Emisiones de CO₂ y factor de emisiones (FE) de la red eléctrica, sin y con plantas renovables

En el caso anterior se discutió que la minimización de emisiones de CO₂ lleva consigo de manera inherente un incremento en el costo de operación de la red eléctrica, debido a los costos añadidos por penalización de emisiones y a los cambios en el despacho de potencia. Y esto daba lugar a un incremento en los PML de la energía en la red eléctrica. Este efecto, sin embargo, puede ser compensado con la incorporación de tecnologías baratas y poco contaminantes, como es el caso de las plantas renovables, tal como se abordó en este segundo estudio de caso.

De los resultados anteriores, obtenidos usando el OPF+E, se puede concluir que se cumple satisfactoriamente el objetivo planteado al comienzo de este escrito. Tal como se observó, la

adición del término de costo de emisiones provoca la disminución del gas contaminante al penalizar a las plantas con base en los factores de emisión de la tecnología de generación correspondientes. Con lo anterior, el método OPF+E desarrollado en esta tesis logra reducir exitosamente las emisiones de CO₂ que resultan de la generación de energía eléctrica. En particular, esta condición provoca la redistribución de la energía en el sistema de transmisión de tal forma que se logra un punto de operación donde las emisiones de CO₂ se ven reducidas. Dicho esto, este enfoque presenta una solución parcial al problema de las emisiones de CO₂ por operación del SEP. Esto es relevante debido a los compromisos adquiridos por México en el Acuerdo de París, en favor de contribuir a reducir el impacto ambiental de la industria eléctrica. Si bien, la reducción de emisiones de CO₂ se logra a costa del encarecimiento marginal de la energía, también se mostró que este efecto adverso puede ser mitigado con la incorporación de plantas renovables, que cobran cada vez más relevancia y presencia en el sector eléctrico.

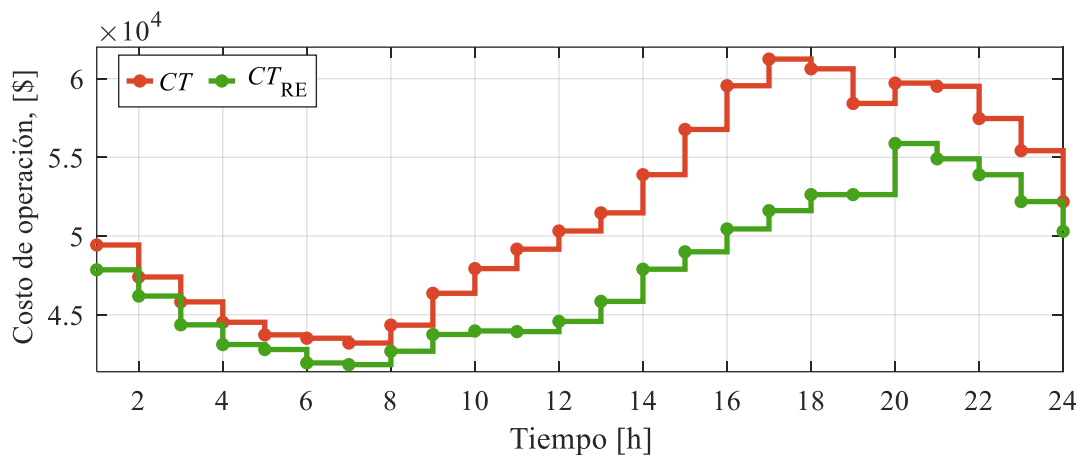


Figura 4.5. Costos de generación de la red eléctrica

Capítulo 5

Conclusiones y trabajos futuros

5.1 Conclusiones generales

El cambio climático, ocasionado por el aumento generalizado de la temperatura en la Tierra, representa una situación global de gran preocupación, pues los efectos adversos son cada vez más evidentes. En ese sentido, y enfocando la atención en la industria eléctrica, se presentan grandes retos, tales como la creciente demanda de energía y las formas de satisfacerla. En esta tesis se discutió que continúa predominando la utilización de combustibles fósiles, que contribuyen en gran medida a la problemática ambiental. Además, es común que los esfuerzos de optimización en la operación de redes eléctricas vayan enfocados únicamente a objetivos económicos, priorizando la distribución y utilización óptima de los recursos energéticos que garanticen mínimos costos de producción. Y para ello, se han empleado tradicionalmente herramientas de flujos de potencia óptimos, donde se busca la mejor configuración del despacho de potencia que garantice la operación económica de la red. Sin embargo, en la actualidad, este enfoque resulta limitado, ya que no toma en cuenta la problemática medio ambiental. Tradicionalmente, el despacho de las plantas disponibles no considera la tecnología con la que se produce la energía, lo que a menudo resulta en el despacho de tecnologías baratas, pero con un alto factor de emisiones de GEI, impactando negativamente el ambiente. Por esto, surge la necesidad de la implementación de tecnologías renovables que pueden ser incorporadas a las redes existentes y, de esta manera contribuir a reducir emisiones de GEI.

La transición hacia nuevas tecnologías de generación limpias requiere de tiempo y grandes inversiones, por lo que, en lo inmediato, surge la idea de incorporar un criterio adicional de decisión en la formulación clásica de flujos de potencia óptimos, OPF. En esta tesis, se buscó tener en cuenta las emisiones de CO₂ de cada planta de generación, realizando el estudio de flujos de potencia óptimos biobjetivo OPF+E: minimizando de costos de producción y las emisiones de CO₂. Naturalmente, la incorporación de este término adicional permitió un decremento en las emisiones de CO₂ de la red eléctrica, siendo esto relevante para los objetivos planteados en esta tesis. Debido a la inclusión de penalizaciones por emisiones de CO₂, el orden de mérito de

despacho de potencia de las plantas eléctricas se vio modificado. Una planta eléctrica que normalmente era la más barata por su tecnología, pudiendo ser también la más contaminante, su despacho de potencia se vio reducido y, por ende, su aportación de energía a la red.

En los estudios de caso, la herramienta OPF+E desarrollada consiguió su objetivo de reducir las emisiones de CO₂ generadas por la operación del SEP. Pero de igual manera, se observó un aumento en el costo global de generación de la red, y, por lo tanto, en los precios marginales de la energía. De ello, se concluye que la reducción de GEI, producidos por la operación del sistema eléctrico, supone inevitablemente un sacrificio económico. Sin embargo, como se observó en el segundo estudio de caso, este efecto puede mitigarse con la incorporación de fuentes renovables, que actualmente son tendencia en el mejoramiento de la matriz energética a nivel global. Se concluye que el método OPF+E desarrollado en esta tesis permite contribuir con la disminución de emisiones de GEI, mientras la transición energética toma lugar de manera más sólida en el país.

5.2 Trabajos futuros

Para este trabajo de tesis se utilizó la teoría clásica de flujos de potencia óptimos, a partir de la cual se propuso la adición de un nuevo término para la consideración de emisiones de CO₂. Se abordó de forma novedosa la optimización de la operación de redes eléctricas. De acuerdo con lo presentado en esta tesis, se proponen los siguientes trabajos complementarios:

- Incorporar la consideración de incertidumbre para el caso de plantas renovables, ya que en este trabajo se asumió un perfil de viento e irradiancias preestablecidas. Sin embargo, se sabe que estos sistemas de conversión de energía limpia son intermitentes debido a la dependencia de la variabilidad del clima.
- Incorporación de BESS (Battery Energy Storage System, por sus siglas en inglés) en ciertos nodos para reducir el impacto del alza de los precios nodales, producto de la penalización aplicada a las plantas eléctricas por producir GEI.
- Adición de una restricción adicional que acote la cantidad de emisiones a reducir. Como se observó, minimizar las emisiones de CO₂ implica un incremento en los costos de operación y PMLs de la red, por lo que controlar el porcentaje de emisiones a reducir (factor de emisiones del sistema eléctrico) sería útil para no impactar significativamente los costos de la energía.

Referencias

- [1] United Nations, “What Is Climate Change?” [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/en/climatechange/what-is-climate-change>
- [2] “Plan Nacional de Desarrollo 2025 - 2030 | Presidencia de la República | Gobierno | gob.mx”. Consultado: el 27 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/presidencia/documentos/plan-nacional-de-desarrollo-2025-2030-391771>
- [3] M. H. Rashid, *Electric renewable energy systems*. London, UK: Academic Press is an imprint of Elsevier, 2015.
- [4] Department of Meteorology Malaysia, “The greenhouse effect”, 2017, *World Affairs Council of Philadelphia*.
- [5] Energy Institute, “Fossil fuel consumption”. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/fossil-fuel-consumption-by-type>
- [6] Center on Global Energy Policy at Columbia SIPA, “La crisis del petróleo de 1973: Tres crisis en una y lecciones para hoy - Centro de Política Energética Global de la Universidad de Columbia SIPA | CGEP”. Consultado: el 29 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.energypolicy.columbia.edu/publications/the-1973-oil-crisis-three-crisis-in-one-and-the-lessons-for-today/>
- [7] Organización de las Naciones Unidas, “Protocolo de Montreal relativo a las sustancias agotadoras de la capa de ozono”, Montreal, sep. 1987.
- [8] Eman M. Elshaikh, “El ascenso de China”. Consultado: el 29 de abril de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.oerproject.com/OER-Materials/OER-Media/HTML-Articles/Origins/Unit9/Rise-of-China/Spanish>
- [9] “Protocolo de Kioto sobre cambio climático | Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales | Gobierno | gob.mx”. Consultado: el 27 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/protocolo-de-kioto-sobre-cambio-climatico>
- [10] “El Acuerdo de París | CMNUCC”. Consultado: el 27 de octubre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://unfccc.int/es/acerca-de-las-ndc/el-acuerdo-de-paris>
- [11] M. Roser, “The world’s energy problem”, *Our World in Data*, mar. 2024, [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/worlds-energy-problem>
- [12] “Transport - Energy System - IEA”. Consultado: el 4 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/energy-system/transport>
- [13] H. Ritchie, P. Rosado, y M. Roser, “CO₂ and Greenhouse Gas Emissions”, *Our World in Data*, dic. 2023, [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/co2-and-greenhouse-gas-emissions>
- [14] Climate Watch, “CO₂ emissions by sector, World”. Consultado: el 1 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://ourworldindata.org/grapher/co-emissions-by-sector>
- [15] “Energías renovables: energías para un futuro más seguro | Naciones Unidas”. Consultado: el 4 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.un.org/es/climatechange/raising-ambition/renewable-energy>
- [16] Secretaría de Energía, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2024-2038 | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx”. Consultado: el 10 de junio de 2025. [En línea].

- Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-de-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional-2024-2038>
- [17] Secretaría de Energía, “Reporte de Avance de Energías Limpias | Secretaría de Energía | Gobierno | gob.mx”. Consultado: el 12 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/sener/articulos/reporte-de-avance-de-energias-limpias>
 - [18] P. Tielens y D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, mar. 2016, doi: 10.1016/J.RSER.2015.11.016.
 - [19] C. H. Tsai, “Operating reserves in the three most windy U.S. power markets: A technical review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 135, p. 110190, ene. 2021, doi: 10.1016/J.RSER.2020.110190.
 - [20] SENER, “Uso de tecnologías de almacenamiento para la prestación de servicios conexos y su potencial para la mitigación del cambio climático.”, México, oct. 2020.
 - [21] J. J. Grainger y W. D. Stevenson, *Power system analysis*. en McGraw-Hill series in electrical and computer engineering Power and energy. New York, NY St. Louis San Francisco: McGraw-Hill, Inc, 1994.
 - [22] C. J. Zapata, “Confiabilidad de sistemas eléctricos de potencia”, Universidad Tecnológica de Pereira, Pereira, 2011.
 - [23] H. Saadat, *Power system analysis*, 3. ed. S.l.: PSA Publishing, 2010.
 - [24] “CENACE”. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/CENACE.aspx>
 - [25] Gobierno de México, “¿Sabes qué es el Mercado Eléctrico Mayorista? | Centro Nacional de Control de Energía | Gobierno | gob.mx”. Consultado: el 18 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.gob.mx/cenace/articulos/sabes-que-es-el-mercado-electrico-mayorista?idiom=es>
 - [26] Gobierno de México, “Derechos Financieros de Transmisión”. Consultado: el 18 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/DerechosFT.aspx>
 - [27] Gobierno de México, “Requerimientos de Servicios Conexos MDA”. Consultado: el 18 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/Reportes/ReqServConexosMDA.aspx>
 - [28] Gobierno de México, “Mercado de Energía”. Consultado: el 22 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCEL.aspx>
 - [29] A. Valadez, G. Canizal, L. M. Castro, R. Tapia-Olvera, y J. H. Tovar-Hernández, “Optimal Power Flows Integrating Wind Farms with Spinning Reserve by Pitch Angle Control Deloading”, en *2023 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, IEEE, oct. 2023, pp. 1–6. doi: 10.1109/ROPEC58757.2023.10409422.
 - [30] D. Lojano y J. Palacios, “Flujo Óptimo de Sistemas Eléctricos de Potencia con Consideraciones Ambientales”, *Revista Técnica “energía”*, vol. 21, núm. 2, pp. 01–10, ene. 2025, doi: 10.37116/revistaenergia.v21.n2.2025.687.
 - [31] M. S. Li, Q. H. Wu, H. L. Liao, W. J. Tang, y Y. S. Xue, “Optimal power flow with environmental constraints using paired bacterial optimizer”, *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011, doi: 10.1109/PES.2011.6039362.
 - [32] K. Zehar y S. Sayah, “Optimal power flow with environmental constraint using a fast successive linear programming algorithm: Application to the algerian power system”,

- Energy Convers Manag*, vol. 49, núm. 11, pp. 3362–3366, nov. 2008, doi: 10.1016/J.ENCONMAN.2007.10.033.
- [33] J. Zhong, *Power system economic and market operations*, First edition. Boca Raton, FL: CRC Press, 2018.
- [34] A. J. Wood, B. F. Wollenberg, y G. B. Sheblé, *Power generation, operation and control*, Third edition. Hoboken: IEEE Wiley, 2014.
- [35] Ministerio del medio ambiente, “Norma de Emisión para Centrales Termoeléctricas (calderas sobre 50 MWt) – Normas”. Consultado: el 12 de junio de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://normasaire.mma.gob.cl/nambientales/normas-de-emision/norma-de-emision-para-centrales-termoelectricas-calderas-sobre-50-mwt/>
- [36] W. J. C. Pazmiño y M. I. M. Pazmiño, “Curvas de entrada – salida y características de regulación de velocidad de las centrales termoeléctricas de gas - diesel mediante pruebas de campo del sistema eléctrico interconectado de potencia (seip) de petro producción”, Escuela Politécnica Nacional, Republica del Ecuador, 2011.
- [37] T. Ackermann, *Wind power in power systems: ... the workshop was entitled “Fourth International Workshop on the Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms”*, Repr. Chichester, 2009.
- [38] Patel Mukund R., *Wind and solar power systems*. Boca Raton, 1999.
- [39] M. G. Villalva, J. R. Gazoli, y E. R. Filho, “Comprehensive approach to modeling and simulation of photovoltaic arrays”, *IEEE Trans Power Electron*, vol. 24, núm. 5, pp. 1198–1208, 2009, doi: 10.1109/TPEL.2009.2013862.
- [40] CENACE, “Manual técnico: Uso de servicios Web para descarga de precio marginales locales (SW-PML)”.
- [41] Centro Nacional de Control de Energía, “Guía para determinar el factor de emisión de bióxido de carbono equivalente para el Sistema Eléctrico Nacional”, marzo de 2017, *Dirección de Tecnologías de la Información y Comunicaciones; Dirección de Administración del MEM*. [En línea]. Disponible en: <https://lapem.cfe.gob.mx/normas/pdfs/t/SPA00-63.pdf>
- [42] “GHG Emission Factors Hub | US EPA”. Consultado: el 29 de mayo de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.epa.gov/climateleadership/ghg-emission-factors-hub>
- [43] “Frequently Asked Questions (FAQs) - U.S. Energy Information Administration (EIA)”. Consultado: el 4 de noviembre de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=74&t=1>
- [44] C. Grigg *et al.*, “The IEEE Reliability Test System-1996. A report prepared by the Reliability Test System Task Force of the Application of Probability Methods Subcommittee”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, núm. 3, pp. 1010–1020, 1999, doi: 10.1109/59.780914.
- [45] L. M. Castro, R. Tapia-Olvera, J. H. Tovar-Hernández, y G. Gutiérrez-Alcaraz, “Security constrained economic dispatch with VSC-HVDC connected wind farms”, *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 39, p. 101404, sep. 2024, doi: 10.1016/J.SEGAN.2024.101404.
- [46] Gobierno de México, “Gráfica de Demanda”. Consultado: el 19 de agosto de 2025. [En línea]. Disponible en: <https://www.cenace.gob.mx/graficademanda.aspx>

Anexo

A. Parámetros del sistema de prueba del IEEE de 24 nodos

Potencia base utilizada: 100 [MVA].

Tabla A.1. Parámetros de los generadores

Planta	a [\$/MWh]	b [\$/MWh]	d [\$/MWh]	$P^{\min}$ [pu]	$P^{\max}$ [pu]	$Q^{\min}$ [pu]	$Q^{\max}$ [pu]	SR [%]	K_i [tCO ₂ /MWh]	Tecnología
G1	212.307	16.0811	0.014142	0.620	1.920	-0.500	0.800	5	0.27864	Combustóleo
G2	212.307	16.0811	0.014142	0.620	1.920	-0.500	0.800	5	0.27864	Combustóleo
G3	781.521	43.6615	0.052672	0.250	3.000	0.000	1.800	5	0.27864	Combustóleo
G4	832.757	48.5804	0.00717	2.0685	5.910	0.000	2.400	5	0.4031	Carbón
G5	382.239	12.3883	0.008342	0.6625	2.150	-0.500	1.100	5	0.4031	Carbón
G6	382.239	12.3883	0.008342	0.6625	1.550	-0.500	0.800	5	0.4031	Carbón
G7	395.375	4.4231	0.000213	1.000	4.000	-0.500	2.000	5	0.000	Nuclear
G8	395.375	4.4231	0.000213	1.000	4.000	-0.500	2.000	5	0.000	Nuclear
G9	100.000	0.0001	0.00001	0.000	3.000	-0.600	0.960	5	0.000024	Hidro
G10	665.109	11.8495	0.004895	2.485	6.600	-1.250	3.100	5	0.4031	Carbón
PV1	190	0.0001	0.00001	0.0	1.0	0.0	0.33	5	0.043	Fotovoltaica
PV2	200	0.0001	0.00001	0.0	1.0	0.0	0.33	5	0.043	Fotovoltaica
WG	300	0.0001	0.00001	0.0	3.0	0.0	0.33	5	0.011	Eólica

Tabla A.2. Parámetros de las líneas de transmisión

Línea	Desde	Hacia	r [pu]	x [pu]	g_{sh} [pu]	b_{sh} [pu]	$P^{\max}$ [pu]	Tap [pu]
1	1	2	0.003	0.014	0.000	0.2305	1.750	1.0
2	1	3	0.055	0.211	0.000	0.0285	1.750	1.0
3	1	5	0.022	0.085	0.000	0.0115	1.750	1.0
4	2	4	0.033	0.127	0.000	0.017	1.750	1.0
5	2	6	0.05	0.192	0.000	0.026	1.750	1.0
6	3	9	0.031	0.119	0.000	0.016	1.750	1.0
7	3	24	0.002	0.084	0.000	0.000	4.000	1.0
8	4	9	0.027	0.104	0.000	0.014	1.750	1.015
9	5	10	0.023	0.088	0.000	0.012	1.750	1.0
10	6	10	0.014	0.061	0.000	1.2295	1.750	1.0
11	7	8	0.016	0.061	0.000	0.0085	1.750	1.0
12	8	9	0.043	0.165	0.000	0.0225	1.750	1.0
13	8	10	0.043	0.165	0.000	0.0225	1.750	1.0

Línea	Desde	Hacia	r [pu]	x [pu]	g_{sh} [pu]	b_{sh} [pu]	$P^{\max}$ [pu]	Tap [pu]
14	9	11	0.002	0.084	0.000	0.000	4.000	1.03
15	9	12	0.002	0.084	0.000	0.000	4.000	1.03
16	10	11	0.002	0.084	0.000	0.000	4.000	1.015
17	10	12	0.002	0.084	0.000	0.000	4.000	1.015
18	11	13	0.006	0.048	0.000	0.050	5.000	1.0
19	11	14	0.005	0.042	0.000	0.044	5.000	1.0
20	12	13	0.006	0.048	0.000	0.050	5.000	1.0
21	12	23	0.012	0.097	0.000	0.1015	5.000	1.0
22	13	23	0.011	0.087	0.000	0.091	5.000	1.0
23	14	16	0.005	0.059	0.000	0.041	5.000	1.0
24	15	16	0.002	0.017	0.000	0.018	5.000	1.0
25	15	21*	0.003	0.00245	0.000	0.103	10.000	1.0
26	15	24	0.007	0.052	0.000	0.0545	5.000	1.0
27	16	17	0.003	0.026	0.000	0.0275	5.000	1.0
28	16	19	0.003	0.023	0.000	0.0245	5.000	1.0
29	17	18	0.002	0.014	0.000	0.015	5.000	1.0
30	17	22	0.014	0.105	0.000	0.1105	5.000	1.0
31	18	21*	0.0015	0.013	0.000	0.055	10.000	1.0
32	19	20*	0.0025	0.020	0.000	0.083	10.000	1.0
33	20	23*	0.0015	0.011	0.000	0.046	10.000	1.0
34	21	22	0.009	0.068	0.000	0.071	5.000	1.0

*Líneas de doble circuito: los parámetros mostrados corresponden al equivalente en paralelo.

Tabla A.3. Parámetros de la demanda nominal del sistema

Nodo	P_d [pu]	Q_d [pu]	Nodo	P_d [pu]	Q_d [pu]
1	1.080	0.220	9	1.750	0.360
2	0.970	0.200	10	1.950	0.40
3	1.800	0.370	13	2.650	0.540
4	0.740	0.150	14	1.940	0.390
5	0.710	0.140	15	3.170	0.640
6	1.360	0.280	16	1.000	0.200
7	1.250	0.250	18	3.330	0.680
8	1.710	0.350	--	--	--