



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**  
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA  
INGENIERÍA ELÉCTRICA – SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA

DESPACHO ECONÓMICO CON PARQUES EÓLICOS CUMPLIENDO EL CÓDIGO DE  
RED PARA EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA

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

PRESENTA:  
ALAN JOSUÉ VALADEZ ALTAMIRA

TUTORES PRINCIPALES:  
DR. LUIS MIGUEL CASTRO GONZÁLEZ, FACULTAD DE INGENIERÍA  
DR. RUBÉN TAPIA OLVERA, FACULTAD DE INGENIERÍA

Ciudad de México, 16 de mayo de 2023



Universidad Nacional  
Autónoma de México



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

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

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

# Resumen

Los sistemas eléctricos de potencia (SEP) han estado desarrollándose desde hace más de un siglo. Y en años recientes han evolucionado hacia un ambiente de mercados eléctricos, dejando atrás las estructuras verticalmente integradas. En este contexto, el despacho económico es una herramienta clave que permite asignar la potencia de los generadores para satisfacer la demanda en el corto plazo, de la manera más económica. Este problema de optimización ha sido ampliamente estudiado por varios especialistas del área y se ha adaptado a los cambios en la matriz energética de los SEP. Tal es el caso de la liberación del sector eléctrico que ha provocado un incremento rápido y sostenido de la penetración de fuentes de generación renovables intermitentes, destacándose la energía eólica. La integración masiva de parques eólicos ha provocado nuevos desafíos relacionados con la degradación de la respuesta del SEP a la frecuencia, comprometiendo su estabilidad, continuidad y confiabilidad. Debido a ello, los códigos de red buscan que los parques eólicos participen en los servicios de control primario de frecuencia. En este sentido, se sabe que las turbinas eólicas pueden contribuir a la reserva rodante y regulación de frecuencia mediante el control del ángulo de inclinación de las aspas. No obstante, su característica de regulación de frecuencia no es constante ya que depende de las condiciones de viento.

Bajo estas circunstancias, en esta tesis se plantea un modelo de despacho económico con restricciones de seguridad (SCED, por sus siglas en inglés) que incluye parques eólicos cumpliendo con el código de red en lo que respecta al control primario de frecuencia. Los parques eólicos se modelan distribuyendo la responsabilidad de cumplir con la regulación de frecuencia entre las turbinas eólicas según su punto de operación. Además, la red de transmisión se representa mediante factores de participación nodal, lo cual también aplica a las líneas de interconexión de los parques eólicos que pueden ser de corriente alterna (CA) o de alto voltaje en corriente directa (HVDC). La formulación del SCED se valida mediante un caso de estudio con respecto a un modelo de flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad (SCOPF, por sus siglas en inglés), obteniéndose un ahorro computacional significativo con exactitud adecuada en los resultados. En un segundo caso de estudio, se muestra la practicidad del modelo de SCED estudiando un SEP de tamaño práctico que incluye cuatro parques eólicos conectados a través de enlaces de CA y HVDC. Se concluye que el modelo propuesto de SCED puede utilizarse como herramienta válida y útil para estudiar SEP con parques eólicos garantizando el cumplimiento de los códigos de red.

# Abstract

Electrical Power Systems (EPS) have been in development for over a century. And in recent years they have shifted towards an environment of electricity markets, leaving behind vertically integrated structures. In this context, the economic dispatch is a key tool that enables assigning the power of generators to meet the demand in the short term, in the most economical way. This optimization problem has been extensively studied by several specialists in the past and has been adapted to changes in the energy matrix of EPS. A case in point is the liberalization of the electricity sector that has caused a rapid and sustained increase in the penetration of intermittent renewable generation sources, especially wind energy. The massive integration of wind farms has caused new challenges related to the degradation of the frequency response of the EPS, compromising its stability, continuity, and reliability. Because of this, grid codes require wind farms to participate in primary frequency control services. In this sense, it is known that wind turbines can contribute to the spinning reserve and frequency regulation by controlling the pitch angle of the blades. However, its frequency regulation characteristic is not constant since it depends on the wind conditions.

Under these circumstances, this thesis proposes a security constrained economic dispatch (SCED) model that includes wind farms complying with grid codes related to primary frequency control. Wind farms are modeled by distributing the responsibility to comply with frequency regulation among wind turbines based on their operation point. In addition, the transmission network is represented by injection shift factors, which also applies to tie lines interconnecting wind farms by alternating current (AC) or by high voltage direct current (HVDC). The SCED formulation is validated through a case study with respect to a security constrained optimal power flow (SCOPF) model, significantly reducing the computational burden with suitable accuracy in the results. The practicality of the SCED model is showcased with second case study, all this by studying a fair-sized EPS incorporating four wind farms connected via AC lines and HVDC links. It is concluded that the proposed SCED model is a valid and useful tool to study EPS with wind farms, while guaranteeing compliance of grid codes.

# Contenido

Resumen .....	i
Abstract .....	ii
Contenido .....	iii
Índice de Figuras .....	v
Índice de Tablas .....	vii
Lista de símbolos y abreviaciones.....	viii
Capítulo 1 .....	1
1.    Introducción .....	1
1.1.    Revisión de literatura .....	2
1.2.    Motivación y justificación.....	8
1.3.    Hipótesis.....	9
1.4.    Objetivos generales y específicos .....	10
1.5.    Metodología .....	10
1.6.    Organización de la tesis.....	11
Capítulo 2 .....	12
2.    Despacho económico con restricciones de seguridad (SCED) .....	12
2.1.    Introducción .....	12
2.2.    Modelo de la red de transmisión .....	13
2.2.1.    Modelo de la red de CA .....	14
2.2.1.    Modelo lineal de la red de CA y factores de participación nodal .....	15
2.2.2.    Pérdidas en líneas de transmisión de CA .....	20
2.2.3.    Enlaces VSC-HVDC punto a punto .....	21
2.2.4.    Sistema de CA con enlaces VSC-HVDC y factores de participación nodal.....	23
2.2.5.    Pérdidas en los enlaces VSC-HVDC .....	25
2.3.    Fundamentos de despacho económico – modelo clásico .....	25
2.3.1.    Restricciones operativas básicas .....	28
2.3.2.    Modelo del despacho económico uninodal .....	29
2.4.    Modelo propuesto de SCED para SEP con enlaces VSC-HVDC .....	30
2.4.1.    Restricciones operativas adicionales y/o modificadas .....	31
2.4.2.    Modelo del SCED .....	32
Capítulo 3 .....	35
3.    Modelo de SCED con parques eólicos .....	35

3.1.	Introducción .....	35
3.2.	Parques eólicos con control de frecuencia .....	36
3.2.1.	Regulación de potencia/frecuencia.....	39
3.2.2.	Característica de regulación $R$ y reservas rodantes $SR$ en parques eólicos .....	43
3.3.	Modelo propuesto de SCED con parques eólicos .....	46
Capítulo 4	.....	49
4.	Casos de estudio .....	49
4.1.	Introducción .....	49
4.2.	Caso 1: Sistema de potencia del IEEE de 5 nodos con un parque eólico .....	50
4.2.1.	Validación del modelo propuesto de SCED vs modelo de SCOPF .....	53
4.3.	Caso 2: SEP con cuatro parques eólicos interconectados mediante enlaces de CA y HVDC 62	
4.3.1.	Solución del SCED para el SEP de cuatro áreas y cuatro parques eólicos .....	67
Capítulo 5	.....	75
5.	Conclusiones y trabajos futuros .....	75
5.1.	Conclusiones .....	75
5.2.	Aportaciones.....	77
5.3.	Trabajos futuros.....	77
Referencias	.....	79
Apéndice A	.....	83
A.1	Clasificación de los aerogeneradores.....	83
A.2	Modelo de turbina eólica .....	84
A.3	Efecto de estela .....	86
Apéndice B	.....	87
B.1	Modelo de SCOPF con parques eólicos.....	87
Apéndice C	.....	89

# Índice de Figuras

Figura 1.1 (a) Capacidad eólica instalada marina y terrestre [20], (b) generación eólica en el año 2020 [21] .....	6
Figura 1.2 Control primario de frecuencia de las centrales eléctricas [29].....	7
Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia simple .....	13
Figura 2.2 Línea de transmisión que conecta a los nodos $k$ y $m$ .....	14
Figura 2.3 Enlace VSC-HVDC punto a punto .....	21
Figura 2.4 Modelo de enlace VSC-HVDC para estudios de optimización .....	23
Figura 2.5 Despacho económico uninodal .....	27
Figura 2.6 Curva característica de entrada-salida de la unidad de generación [7].....	27
Figura 2.7 Sistema eléctrico de potencia con enlaces VSC-HVDC incluyendo pérdidas .....	30
Figura 3.1 (a) Curva de potencia del aerogenerador, (b) Coeficiente de potencia $C_p$ versus $\lambda$ y $\beta$ .....	38
Figura 3.2 (a) Curvas de $P_m$ versus $\omega$ para diferentes $V_w$ , (b) Curvas de descarga de una turbina eólica operando a $V_w = 13$ [m/s].....	39
Figura 3.3 (a) Diagrama simplificado del control primario y secundario de plantas convencionales [39], (b) Control del ángulo de inclinación de las aspas $\beta$ de una turbina eólica.....	40
Figura 3.4 Modelo de gobernador de velocidad equivalente en estado estacionario [33] .....	41
Figura 3.5 Controlador genérico de aerogenerador para soporte de frecuencia [33] .....	41
Figura 3.6 Curvas de potencia vs ángulo de inclinación de las aspas .....	42
Figura 3.7 Modelo equivalente de gobernador de velocidad para una turbina de velocidad variable [33] .....	43
Figura 3.8 Sistema de potencia con un parque eólico conectado en el nodo $k$ .....	44
Figura 3.9 Proceso de simulación del modelo propuesto de SCED.....	48
Figura 4.1 Sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos incluyendo un parque eólico de 50 [MW] ..	50
Figura 4.2 Curva de demanda normalizada para 12 periodos .....	52
Figura 4.3 (a) Patrón de viento en el parque eólico, (b) curva de viento en fila 5 .....	53
Figura 4.4 (a) Potencia activa despachada con SCOPF, (b) Potencia activa despachada con SCED, (c) Precios marginales nodales con SCOPF, (d) Precio marginal global con SCED.....	55
Figura 4.5 (a) Reservas rodantes de cada fila de turbinas eólicas: (a) con SCOPF, (b) con SCED .....	56

Figura 4.6 (a) Ganancia $K_\beta$ con SCOPF, (b) Ganancia $K_\beta$ con SCED .....	57
Figura 4.7 (a) $R_t$ de cada fila con SCOPF, (b) $R_t$ de cada fila con SCED .....	58
Figura 4.8 Regulación $R_{wf}$ y reserva $SR_{wf}$ equivalentes del parque eólico: (a) con SCOPF, (b) con SCED.....	59
Figura 4.9 (a) Pérdidas de potencia activa, (b) Costo de generación .....	60
Figura 4.10 Sistema de potencia de 4 áreas con 4 parques eólicos .....	63
Figura 4.11 Arreglo de las turbinas de los parques eólicos: (a) WF 1, (b) WF 2, (c) WF 3, (d) WF 4.....	65
Figura 4.12 Patrón de demanda normalizada de cada área del SEP .....	66
Figura 4.13 Patrón de viento en los parques eólicos .....	67
Figura 4.14 Despachos de potencia: (a) Área I, (b) Área II, (c) Área III, (d) Área IV .....	68
Figura 4.15 Potencia generada por los parques eólicos .....	69
Figura 4.16 Reservas $SR_t$ de cada fila en: (a) WF 1, (b) WF 2, (c) WF 3, (d) WF 4 .....	70
Figura 4.17 (a) Reservas rodantes equivalentes, (b) Característica de regulación equivalente ....	71
Figura 4.18 Flujos de potencia del enlace VSC-HVDC: (a) Parque eólico WF 3, (b) Parque eólico WF 4.....	72
Figura 4.19 Flujos de potencia a través de los enlaces de CA: (a) Área I – II, (b) Área III – IV, (c) Área I – III y Área II – IV, (d) $P_{loss}$ en cada área .....	73
Figura 4.20 (a) Precio marginal global, (b) Costo de generación .....	74
Figura A.1 Componentes principales de un aerogenerador de eje vertical .....	83
Figura A.2 Turbina eólica interactuando con la corriente de viento .....	85
Figura A.3 (a) Esquema del modelo de estela de un parque eólico [53], (b) Perfil de velocidad detrás de un aerogenerador [55]. .....	86



# Índice de Tablas

Tabla 1-I Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia [29]...	7
Tabla 2-I Clasificaciones de modelos de despacho económico .....	26
Tabla 3-I Parámetros de una turbina eólica de velocidad variable, $P_{nom} = 2$ [MW] .....	37
Tabla 4-I Parámetros de los generadores del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos .....	50
Tabla 4-II Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos.	51
Tabla 4-III Demanda nodal del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos .....	51
Tabla 4-IV Parámetros del parque eólico relativos al cumplimiento del código de red .....	51
Tabla 4-V Comparación de características entre SCOPF y SCED .....	54
Tabla 4-VI Valores RMSE de las variables del SEP .....	60
Tabla 4-VII Valores RMSE de las variables del parque y turbinas eólicas .....	61
Tabla 4-VIII Parámetros de los enlaces de CA y HVDC del sistema de potencia .....	64
Tabla 4-IX Parámetros de regulación y reservas rodantes requeridos para los parques eólicos....	65
Tabla C-I Parámetros de líneas de transmisión para el Área I.....	89
Tabla C-II Parámetros de los generadores del sistema. ....	90
Tabla C-III Parámetros de la demanda del sistema.....	90

# Lista de símbolos y abreviaciones

SEP	Sistema Eléctrico de Potencia	$g_{vsc}$	Conductancia del convertidor
CA	Corriente alterna	$b_{vsc}$	Susceptancia del convertidor
CD	Corriente directa	$r_{cd}$	Resistencia del enlace de CD
VSC	Convertidor de fuente de voltaje	$SF_{km,j}$	Factor de participación nodal para la red de CA y enlaces VSC-HVDC
HVDC	Corriente directa de alto voltaje	<b>SF</b>	Matriz de factores de participación nodal con enlaces VSC-HVDC
ED	Despacho económico	$\mathbf{P}_{km,ad}$	Vector con los flujos de potencia con enlaces VSC-HVDC
SCED	Despacho económico con restricciones de seguridad	$\mathbf{P}_{ad}$	Vector de inyecciones de potencia nodales con enlaces VSC-HVDC
OPF	Flujos óptimos de potencia	$P_{vsc}^{loss}$	Pérdida de potencia activa en los VSC
SCOPE	Flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad	$P_{cd}^{loss}$	Pérdida de potencia activa en línea de CD
CRM	Código de Red Mexicano	$P_{km,ad}^{loss}$	Pérdidas de potencia activa en líneas de CA, VSC y líneas de CD
WF	Parque eólico	$\mathbf{P}'_{km,ad}$	Vector con los flujos de potencia con enlaces VSC-HVDC con pérdidas
MPT	Seguimiento de máxima potencia	$CG$	Costo de generación
$n$	Número de nodos	$P_g$	Potencia generada
$nl$	Número de líneas de transmisión	$SR_g$	Reserva rodante de la unidad de generación
$ng$	Número de unidades de generación	$R_g^U$	Límite de rampa de subida
$nd$	Número de potencias demandadas	$R_g^D$	Límite de rampa de bajada
$ncd$	Número de enlaces HVDC	$P_m$	Potencia mecánica de la turbina
$wf$	Número de parques eólicos	$A$	Área de barrido por las aspas del rotor
$nt$	Número de turbinas	$C_p$	Coefficiente de potencia
<b>S</b>	Potencia compleja	$\lambda$	Relación de velocidad punta
$P, Q$	Potencia activa y reactiva	$\beta$	Ángulo de inclinación de las aspas
$\theta, V$	Ángulo y magnitud de voltaje en CA	$\omega$	Velocidad angular de la turbina
<b>I</b>	Corriente	$\rho$	Densidad del aire
$\mathbf{Y}_{kk}$	Admitancia nodal del nodo $k$	$V_w$	Velocidad del viento
$\mathbf{Y}_{km}$	Admitancia entre los nodos $k$ y $m$	$V_{w,cin}$	Velocidad de corte de entrada
$r_{km}$	Resistencia de la línea $km$	$V_{w,cout}$	Velocidad de viento de corte de salida
$x_{km}$	Reactancia de la línea $km$	$R$	Estatismo de una unidad de generación convencional
<b>B</b>	Matriz de susceptancias	$K$	Ganancia del sistema de control de velocidad para centrales convencionales
$SF_{km,j}^{ca}$	Factor de participación para nodos de CA	$K_\beta$	Ganancia del control del ángulo de las aspas
<b>SF</b> <sub>ca</sub>	Matriz de factores de participación nodal para la red de CA	$K_t$	Ganancia del sistema de control de velocidad para aerogeneradores
$\mathbf{P}_{km}$	Vector con los flujos de potencia	$R_t$	Característica de regulación de turbina
$\mathbf{P}_g$	Vector con las potencias generadas	$SR_t$	Reserva rodante de una turbina eólica
$\mathbf{P}_d$	Vector con las potencias demandadas	$P_{wf}$	Potencia generada por el parque eólico
$g_{km}$	Conductancia de la línea $km$	$R_{wf}$	Característica de regulación del parque eólico
$b_{km}$	Susceptancia de la línea $km$	$SR_{wf}$	Reserva rodante del parque eólico
$P_{km}^{loss}$	Pérdidas de potencia activa en la línea $km$		
$\mathbf{P}'_{km}$	Vector con los flujos de potencia con pérdidas		
$\mathbf{P}'_{ca}$	Vector de inyecciones de potencia más pérdidas		
$\mathbf{V}_{or}, \mathbf{V}_{oi}$	Voltaje de salida del rectificador e inversor		
$m$	Índice de modulación		
$E$	Voltaje de CD		
$\phi$	Ángulo de fase del voltaje del VSC		

# Capítulo 1

## Introducción

En la actualidad, varios gobiernos alrededor del mundo impulsan políticas públicas de descarbonización cada vez más estrictas que, aunadas a la liberación del sector eléctrico, dan lugar a una rápida y sostenida penetración de fuentes de energía renovables [1]. Esto provoca que los sistemas eléctricos de potencia (SEP) enfrenten problemas de degradación de su respuesta de frecuencia. Las principales razones de este deterioro son: (i) la energía renovable barata y limpia desplaza a la generación convencional basada en combustibles fósiles y, (ii) la energía renovable depende en gran medida de las condiciones meteorológicas, lo que la convierte en incierta e intermitente [2]. Esta incertidumbre acentúa la necesidad de acciones correctivas en tiempo real, mismas que son significativamente costosas y provocan medidas de sobredimensionamiento para asegurar la estabilidad del SEP. Por ende, la mejora de la flexibilidad en la operación de la red se presenta como un paradigma en la reducción de los costos de inversión en infraestructura [1].

En este sentido, esta tesis dirige sus esfuerzos hacia la operación económica de los SEP considerando el cumplimiento de los requerimientos del código de red relacionados al control primario de frecuencia por parte de los parques eólicos. Esto bajo una perspectiva de despacho económico con restricciones de seguridad (SCED, por sus siglas en inglés), teniendo en cuenta que la no uniformidad del viento dentro de los parques eólicos afecta el rendimiento de los aerogeneradores debido al efecto de estela. Específicamente, en este capítulo se presenta una revisión de literatura sobre los mercados eléctricos, modelos de optimización propuestos para el despacho económico, así como la situación actual de la integración de energía eólica a nivel mundial. Se discuten los mecanismos de descarga de los aerogeneradores y se plantea que puedan participar en los servicios de regulación del SEP, justificando la importancia de este trabajo con respecto a lo señalado en el Código de Red de México. Por último, se presentan las hipótesis, los objetivos y la metodología utilizada en este trabajo de tesis.

## 1.1. Revisión de literatura

### - *Mercados eléctricos*

Los mercados eléctricos desregulados son cada vez más comunes desde su aparición en Chile en la década de 1980 [3]. Otros países como Argentina, Inglaterra y Gales se sumaron a esta transición en la década de los noventa, instituyendo reformas en el sector eléctrico. En el caso de México, se permitió al sector privado participar libremente en la generación y comercialización de la energía en el año 2014. Esta transformación implica cambiar de una estructura verticalmente integrada hacia una estructura de mercado en un entorno competitivo [3]. Entre los objetivos de los mercados eléctricos destacan: (i) transferir la responsabilidad de la generación a empresas públicas o privadas, (ii) atraer inversión para reemplazar plantas de generación obsoletas y, (iii) incentivar a que nuevas tecnologías de generación puedan participar en ellos.

Un mercado eléctrico puede definirse como un mecanismo centralizado a través del cual los participantes pueden intercambiar electricidad de manera transparente de acuerdo con el precio que están dispuestos a pagar o recibir, sujeto a la capacidad de la red eléctrica [3]. Un mercado eléctrico puede comprender varios tipos de mercados en los que se comercializa la energía y otros servicios del sistema como capacidad, regulación y servicios auxiliares. El mercado de energía involucra a la energía real producida por los generadores y se caracteriza por un balance demanda – generación teniendo en cuenta las restricciones de seguridad del SEP, el cual, se utiliza para el corto plazo, por ejemplo, el día siguiente, la hora siguiente o en tiempo real [3]. El mercado de energía en tiempo real calcula los precios de compensación del mercado en intervalos de tiempo fijos utilizando un algoritmo de despacho económico (ED, por sus siglas en inglés) basado en la condición real del sistema [3]. Cada operador define los plazos en los que realiza el ED según sus necesidades. Por ejemplo, el consejo de confiabilidad eléctrica de Texas (ERCOT, por sus siglas en inglés) realiza sus despachos cada 5 [min] [4]. En México, el proceso se realiza en intervalos de 5 [min], para determinar los puntos base del ED y los factores de participación económicos para las unidades que operan bajo el Control Automático de Generación (CAG) [5].

Los mercados eléctricos también se integran por otro tipo de mercados, tales como el de servicios auxiliares o conexos que ayudan a mantener el equilibrio demanda – generación respaldando las transacciones entre los generadores y el usuario [2]. Según la estructura del mercado, estos servicios se adquieren de forma obligatoria o mediante mecanismos impulsados por el propio mercado. Los servicios auxiliares se pueden agrupar en: (i) control de voltaje, (ii)

emergencia y, (iii) control de frecuencia. Este último es de gran importancia para la operación segura y confiable del SEP, y está compuesto por: (i) regulación, (ii) seguimiento de la demanda y, (iii) reservas operativas [2].

El servicio de regulación ayuda a mantener la frecuencia al hacer coincidir la generación con la demanda. En el seguimiento de la demanda se ajusta la generación de acuerdo con las fluctuaciones en el equilibrio oferta – demanda a lo largo del día. La reserva operativa se refiere a la potencia que los generadores ponen a disposición para restaurar la frecuencia del SEP inmediatamente después de un desbalance [2]. La correcta programación de reserva garantiza que haya suficiente generación de respaldo disponible en caso de contingencias, fluctuaciones drásticas de producción de fuentes intermitentes y cambios repentinos en la demanda [6].

#### - *Modelos de optimización*

Conforme los SEP migran de servicios verticalmente integrados a estructuras de mercado, se necesitan métodos de optimización rápidos y confiables para garantizar la operación segura del sistema. Los flujos óptimos de potencia (OPF, por sus siglas en inglés) han sido el método predominante para este tipo de análisis desde que fue formulado por Carpentier en 1962 [7, 8]. Hoy en día se utilizan métodos de OPF confiables y flexibles en aplicaciones industriales como el SCED que tiene como objetivo minimizar el costo de generación basado en ofertas de los generadores, sujeto a las restricciones operativas del SEP [9]. Estas restricciones generalmente incluyen límites operativos de los generadores, de transmisión de potencia y otras que considere pertinentes el operador [3]. Si bien, no es posible tener un modelo de optimización que cubra todos los requerimientos, se espera que cuente con una serie de características, tales como: (i) alta velocidad computacional, (ii) solución confiable, (iii) flexibilidad, (iv) restricciones de seguridad, entre otras. A partir de esto, se han desarrollado diversas formulaciones como en [10], donde se presenta un modelo de ED que considera enlaces VSC-HVDC, el cual, utiliza multiplicadores de Lagrange combinado con una representación completa del sistema de CA/CD. Además, emplea los factores incrementales de pérdida de transmisión (ITL, por sus siglas en inglés) para calcular las pérdidas del SEP. En [11], se presenta un modelo de OPF para sistemas VSC-HVDC que utiliza factores de participación nodal para reducir considerablemente la complejidad y carga computacional utilizando una restricción de balance global. Además, las pérdidas se obtienen a través de una ecuación no lineal que lo simplifica aún más [11].

Uno de los principales desafíos al considerar la integración de energía eólica en el modelo de ED es el cómo lidiar con la aleatoriedad del viento. Dentro de los modelos de ED, en [12] se describe cómo tratar la estocasticidad de la energía eólica con diversos enfoques: (i) considerar la producción del parque eólico como un factor conocido y contar con suficientes reservas operativas para contrarrestar la incertidumbre de producción y los errores en el pronóstico de demanda, (ii) considerar la generación del parque eólico como una variable aleatoria que obedece a una distribución normal y utilizar restricciones de oportunidad para tratar la restricción de producción, (iii) utilizar la aproximación promedio de muestras (SAA, por sus siglas en inglés), con escenarios que representen la producción de energía eólica. Esta técnica permite resolver el error de cada escenario y obtener el promedio de las muestras que es el costo total de la energía (iv) utilizar OPF y considerar la incertidumbre de la energía eólica para establecer el modelo de programación con restricciones de probabilidad y, (v) utilizar escenarios que representen la estocasticidad de la generación eólica y verificar que el despacho de las plantas convencionales satisfaga la demanda en los periodos evaluados.

Entre los modelos que integran parques eólicos al ED, en [13] se describe un modelo que cuenta con energía eólica y fotovoltaica considerando las diferencias entre la energía prevista y la disponible. Para lograrlo, se emplea un algoritmo híbrido de polinización de flores (FPA, por sus siglas en inglés) con programación secuencial cuadrática (SQP, por sus siglas en inglés). Mientras que en [14], se incluyen parques eólicos conectados por enlaces VSC-HVDC multiterminales; este modelo de ED tiene dos etapas: (i) optimiza la entrega de potencia de las turbinas para minimizar el costo de las pérdidas mecánicas considerando la peor distribución de velocidades de viento y, (ii) minimiza el costo de penalización de las desviaciones de generación y el costo de pérdida de potencia activa en el SEP. En contraste, el modelo que se presenta en [15] utiliza funciones para describir las distribuciones conjuntas y condicionales de cualquier número de parques eólicos. Los resultados obtenidos de estas funciones se utilizan como entradas para el problema del ED, el cual, es lineal y considera las reservas de las unidades de generación convencionales.

#### - ***Integración de energía eólica y avances en códigos de red***

En la actualidad, países como China, Estados Unidos, Alemania y Reino Unido están invirtiendo fuertemente en energías renovables con el fin de descarbonizar sus sistemas eléctricos. Estas energías permiten reducir los efectos nocivos de los combustibles utilizados por las plantas

térmicas, además de ayudar a satisfacer la creciente demanda mundial de energía [16]. En California, EE. UU., por ejemplo, se planea tener el 60 [%] de la electricidad generada a partir de energías renovables para 2030. Y en México, la Ley General de Cambio Climático establece como meta que para el año 2024 el 35 [%] de la generación provenga de fuentes de energía limpia, donde para el año 2021 la generación proveniente de energía limpia fue de 29.50 [%] [17]. Entre los países con objetivos específicos para la inclusión de energías renovables destaca Alemania, que planea tener una participación del 80 [%] para 2030, con una contribución de 30 [GW] de energía eólica marina. Para el Reino Unido, el objetivo principal es tener 50 [GW] de capacidad eólica marina para 2030 [18]. La energía eólica es una de las fuentes principales en esta transición energética, aunque hoy en día, la mayor parte de la energía eólica es producida en plantas terrestres, los parques eólicos marinos son cada vez más comunes para aprovechar las mejores condiciones eólicas mar adentro [19]. Por lo tanto, los enlaces VSC-HVDC se están convirtiendo en una pieza clave para incorporar grandes parques eólicos marinos ubicados a largas distancias de los SEP [19].

La Figura 1.1(a) muestra la tendencia creciente que tiene la integración de energía eólica en el mundo, misma que, entre los años 2010 – 2021 aumentó en promedio 14.94 [%]. En el año 2010, se contaba con 180.80 [GW] de capacidad instalada mientras que para el año 2021 ya se tenían 830.00 [GW], de los cuales, el 93.29 [%] corresponde a parques eólicos terrestres, mientras que el 6.71 [%] restante es de parques eólicos marinos, es decir, 55.70 [GW] [20]. Entre los países líderes en la generación de energía eólica destaca el papel de China y Estados Unidos, que en 2020 generaron 467,037.40 [GWh] y 341,818.00 [GWh], respectivamente, como lo muestra la Figura 1.1(b) [21]. Es importante mencionar el papel que juegan países como Alemania y Reino Unido con una alta penetración de energía eólica marina. En 2020 estos países generaron 27,306.0 [GWh] y 40,681.10 [GWh], respectivamente, proveniente de parques eólicos marinos. Esta generación de energía representa un 20.67 [%] y 53.98 [%] de la generación eólica total de cada uno de ellos [21]. En México, de acuerdo con el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2022 – 2036, existen 6,977 [MW] instalados de energía eólica. Esto representa el 8.05 [%] de la capacidad instalada del SEP, y corresponde aproximadamente al 6.41 [%] de la generación total anual [17].

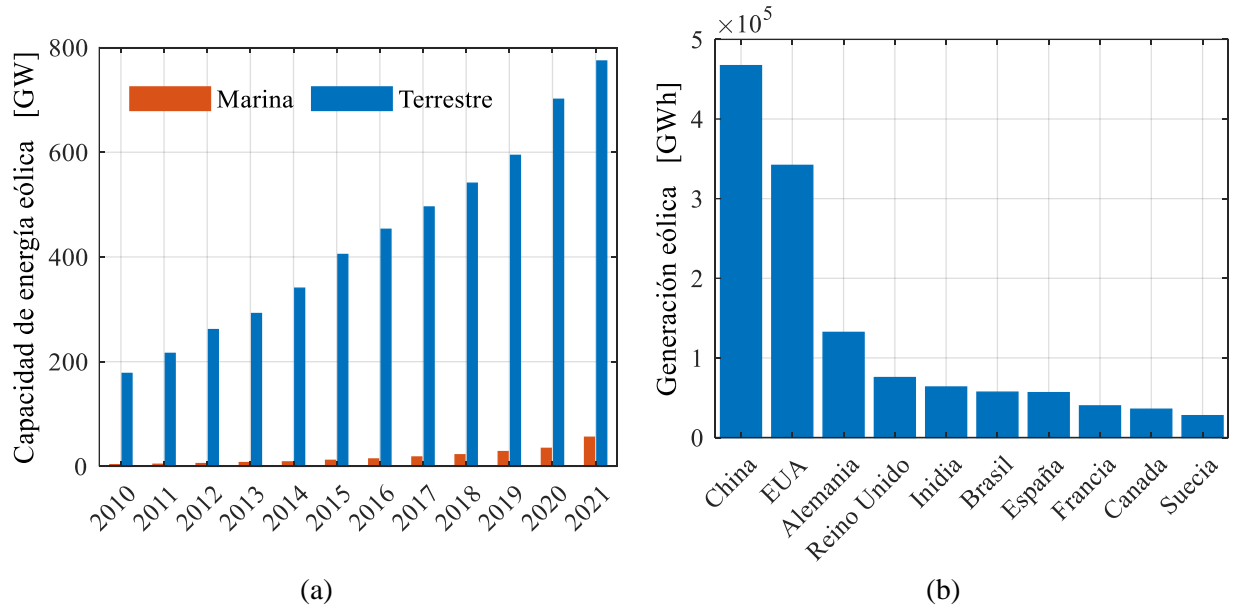


Figura 1.1 (a) Capacidad eólica instalada marina y terrestre [20], (b) generación eólica en el año 2020 [21]

Actualmente, uno de los proyectos más ambiciosos de generación eólica es el Dogger Bank ubicado en el mar del norte de Europa que colinda con los territorios de Reino Unido, Alemania, Dinamarca y Países Bajos [22, 23]. El proyecto se desarrolla en tres etapas de 1.2 [GW] cada una y se espera completarlo en el año 2026. El parque eólico se localiza a 125 [km] de la costa en su punto más cercano y cubre un área de 1,674 [km<sup>2</sup>]. Para conectarlo a la red, se utilizarán enlaces HVDC; las etapas A y B se conectarán a la estación convertidora de Creyke Beck, cerca de Cottingham, en el este de Reino Unido, mientras que la etapa C lo hará en la subestación existente de Lackenby en la localidad de Teesside, Reino Unido [24]. Este tipo de proyectos, como otros tantos en el mundo, han llevado a los operadores de los SEP a incluir a los parques eólicos en los códigos de red, en lo relativo a la provisión de servicios auxiliares relacionados con el control primario de frecuencia. Países como Finlandia, Dinamarca, Reino Unido y Alemania establecen en sus códigos de red los requerimientos que deben cumplir ante desbalances de frecuencia [25 - 28].

En México, de acuerdo con el Código de Red Mexicano (CRM), las centrales eléctricas deben prever una respuesta de frecuencia en relación con su potencia de referencia  $P_{ref}$ . Para las centrales intermitentes como los parques eólicos,  $P_{ref}$  es la potencia que la planta entrega al SEP en el momento de ser requerida la regulación de frecuencia [29]. La Tabla 1-I muestra que las reservas rodantes deben estar entre el 3 y 10 [%] mientras que la característica de regulación debe estar entre 3 y 8 [%]. La Figura 1.2 detalla la participación de regulación de potencia – frecuencia para todos los tipos de centrales eléctricas. En el segmento I – II se encuentra la banda muerta que corresponde



a  $\pm 30$  [mHz]. El segmento II – IV indica que, al momento de aumentar la frecuencia, se debe disminuir la potencia activa que se inyecta a la red. Mientras que el segmento I – III muestra que, si la frecuencia disminuye, la central eléctrica debe aumentar la potencia que inyecta a la red.

Tabla 1-I Parámetros de respuesta de la potencia activa del control primario de frecuencia [29]

Parámetros		Rangos
Intervalo de potencia activa en relación con la $P_{ref}$	$\frac{ \Delta P_1 }{P_{ref}}$	3 – 10 %
Insensibilidad propia del control de respuesta a la frecuencia	$ \Delta f_1 $	0 – 15 mHz
	$\frac{ \Delta f_1 }{f_n}$	0 – 0.025 %
Banda muerta de respuesta a la frecuencia		$\pm 30$ mHz
Característica de regulación, $R$		3 – 8 %

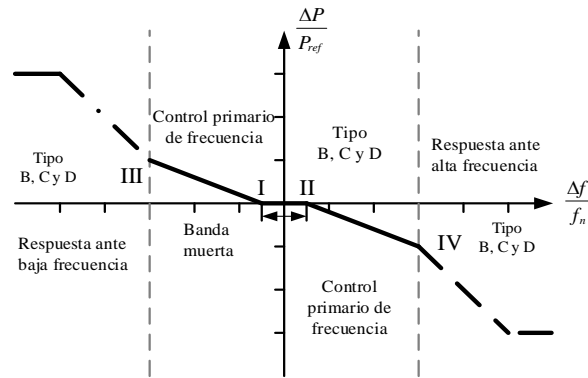


Figura 1.2 Control primario de frecuencia de las centrales eléctricas [29]

- **Mecanismo de descarga de turbinas eólicas**

Lo mandado en el CRM y varios otros códigos de red, como el de Alemania y Reino Unido, implican que las centrales eólicas deben tener la capacidad de contar con reserva rodante y un control auxiliar de potencia – frecuencia. En este tenor, el mecanismo de descarga (*deloading*) de las turbinas eólicas de velocidad variable es una alternativa que permite a los parques eólicos dar soporte de frecuencia a la red [30]. Este mecanismo permite que las turbinas logren una reserva de potencia específica y que la utilicen cuando el SEP experimente desviaciones de frecuencia. El control de descarga se puede dividir en: (i) control del ángulo de las aspas del rotor y, (ii) control de velocidad [30, 31, 32].

El aumento o disminución de la velocidad del rotor del aerogenerador impacta directamente en la potencia entregada por la turbina. Sin embargo, con el control de velocidad para inyectar más potencia se tiene que aumentar la velocidad del rotor absorbiendo parte de la potencia de reserva [30, 31, 32]. Por otro lado, el control del ángulo de las aspas, conocido como *pitch angle control*, permite a la turbina eólica operar en un punto subóptimo, manteniendo una velocidad constante [30, 31, 32]. Y en caso de ser necesario, el ángulo de las aspas se ajusta para poder suministrar más o menos potencia según sea la condición operativa. Con base en lo anterior, se han desarrollado planteamientos que relacionan el ángulo de las aspas y la potencia mecánica de la turbina,

introduciendo así el término de *estatismo* o característica de regulación en parques eólicos. De acuerdo con [33], la característica de regulación de los aerogeneradores no es constante como en las plantas convencionales, además de que varía según el punto de operación de la turbina eólica, es decir, depende directamente de las condiciones de viento. Entonces, las turbinas de un parque eólico no operan uniformemente por lo que no se puede asumir que todas se deben descargar equitativamente. El efecto de estela dentro de los parques eólicos provoca un decaimiento de la velocidad del viento que reciben las turbinas a la “sombra” de otras, lo que modifica su punto de operación [32]. Encontrar el margen de descarga óptimo es una tarea fundamental, ya que una descarga reducida puede implicar una participación inadecuada en la regulación de frecuencia. Por tanto, una descarga excesiva, puede ejercer una presión financiera injustificada sobre los propietarios de los parques eólicos.

La revisión de literatura abordada en este trabajo de tesis permite concluir el interés que existe por los operadores de los SEP en incluir a las fuentes de generación intermitente, en específico los parques eólicos, en los códigos de red para el control primario de frecuencia. Esto debido a su creciente participación en las matrices energéticas motivadas por políticas de descarbonización y por los mercados eléctricos desregulados. En este trabajo, se aborda la obtención de la característica de regulación de las turbinas eólicas y se extiende la formulación para un modelo integral del parque eólico que permite considerar las variaciones en la velocidad de viento. Con ello, se propone un modelo de SCED que utiliza factores de participación nodal para modelar la red de CA y enlaces VSC-HVDC que permiten integrar los parques eólicos. El modelo del parque eólico y el de SCED se combinan para garantizar los servicios de regulación y reservas rodantes en un ambiente de operación económica de SEP.

## **1.2. Motivación y justificación**

La migración hacia mercados eléctricos y las políticas de descarbonización cada vez más estrictas están fomentando la incorporación de grandes plantas de generación intermitentes, donde los parques eólicos destacan en esta transición. La intermitencia de estas centrales de generación las coloca en una clara desventaja frente a otro tipo de tecnologías controlables, ya que en muchas ocasiones no contribuyen a la regulación de frecuencia de la red. Esto provoca que los operadores de los SEP establezcan obligaciones en los códigos de red sobre el control primario de frecuencia con el fin de preservar la seguridad del sistema en su conjunto. De no lograrse las condiciones

óptimas de operación de los parques eólicos, pueden resultar altos costos de operación debido a que se recurre a generación firme para que cubran tal requerimiento. También se compromete la seguridad del SEP ante desbalances de carga – generación, provocando daños que pueden llegar a ser muy costosos o irreparables, en el peor de los casos.

En este contexto, es necesario que los parques eólicos puedan contribuir en los servicios de regulación y reservas rodantes del SEP de acuerdo con lo estipulado en el código de red. Para eso se proponen controles auxiliares que permiten la operación de las turbinas de velocidad variable en un punto subóptimo, también llamado estrategia de descarga. La técnica del control del ángulo de las aspas del rotor permite a los aerogeneradores entregar reservas rodantes y regulación de frecuencia. Por lo tanto, en este trabajo se propone la inclusión de parques eólicos modelando de manera integral el comportamiento individual de los aerogeneradores que lo integran, bajo una perspectiva de despacho económico con restricciones de seguridad, SCED. Esto tiene como objetivo principal garantizar el cumplimiento de los códigos de red para parques eólicos, mientras se respetan las condiciones de operación de las turbinas eólicas encontrando el punto óptimo de descarga para cada turbina. Este modelo de SCED puede ayudar en la toma de decisiones durante la operación en tiempo real de los SEP y permitir optimizar la participación de los parques eólicos para salvaguardar la seguridad y confiabilidad de la red.

### **1.3. Hipótesis**

Sobre las turbinas eólicas de velocidad variable:

- Un aerogenerador puede operar en un nivel subóptimo usando un mecanismo de control de las aspas para lograr una reserva operativa útil y proveer regulación de frecuencia.
- La responsabilidad de cumplir con los requerimientos de regulación y reservas rodantes de un parque eólico se distribuye entre las turbinas en función de las condiciones de viento.

Sobre el modelo de optimización de SCED:

- Se puede reducir la complejidad y la carga computacional del modelo de SCED sin perder confiabilidad si se utilizan factores de participación nodal para modelar la red de transmisión.
- Se puede incluir parques eólicos en el problema de SCED que tome en cuenta su participación en la regulación primaria de frecuencia y reservas rodantes.
- Se puede modelar los enlaces de VSC-HVDC punto a punto para integrar parques eólicos a través de factores de participación nodal.

## 1.4. Objetivos generales y específicos

El objetivo general de este trabajo de tesis consiste en plantear e implementar un modelo matemático no lineal de SCED con parques eólicos conectados a través de enlaces de CA y/o VSC-HVDC punto a punto que cumplan con los requerimientos del código de red relativos al control primario de frecuencia. De manera específica, se tienen los siguientes objetivos:

- Revisar las mejores prácticas actuales en la participación de parques eólicos en los servicios auxiliares de los sistemas eléctricos, considerando el efecto de estela e identificando las condiciones de viento que permiten a los aerogeneradores operar en un esquema de descarga.
- Plantear un modelo matemático de optimización para la entrega de potencia de los parques eólicos garantizando el cumplimiento de los requerimientos de regulación y las reservas.
- Desarrollar e implementar una formulación de SCED que permita modelar el SEP a través de factores de participación nodal, el cual, también debe ser capaz de considerar enlaces VSC-HVDC punto a punto que conecten a los parques eólicos.

## 1.5. Metodología

La metodología para lograr los objetivos trazados en esta tesis se detalla a continuación:

1. **Análisis del estado del arte:** Revisar bases de datos digitales para recopilar información sobre el despacho económico, sus formulaciones y restricciones, así como los intervalos de ejecución. Revisar la participación de parques eólicos en los servicios del control primario de frecuencia alrededor del mundo. Estudiar el control de las aspas en turbinas e identificar las condiciones de viento en las que el aerogenerador puede trabajar bajo este esquema y cómo repercute el efecto de estela. Revisar trabajos previos relacionados a la regulación de frecuencia con turbinas eólicas.
2. **Modelo de SCED:** Elaborar y codificar en la plataforma de Matlab el modelo propuesto de SCED considerando factores de participación nodal para calcular los flujos de potencia.
3. **Modelo del parque eólico:** Desarrollar el modelo del parque eólico considerando su participación en la regulación y reservas rodantes del sistema. Integrar y codificar este modelo con el modelo propuesto de SCED en el toolbox de optimización de Matlab.
  - 3.1. Validar el modelo propuesto de SCED y contrastar los resultados contra un modelo de SCOPF que considere la participación de parques eólicos en los servicios de regulación y reservas rodantes.

- 3.2. Contrastar las diferencias en las asignaciones de potencia, las pérdidas y los costos de producción.
- 3.3. Comparar los resultados obtenidos de las variables de decisión del modelo del parque eólico utilizando el criterio de errores cuadráticos medios (RMSE, por sus siglas en inglés).
4. **Modelo con parques eólicos integrados mediante enlaces VSC-HVDC:** Extender la formulación de SCED para incluir enlaces de VSC-HVDC punto a punto a través de factores de participación nodal. Codificar el modelo en Matlab y realizar un caso de estudio para validar su funcionalidad y la confiabilidad de la solución.

## 1.6. Organización de la tesis

El **Capítulo 1** ofrece un panorama general sobre la penetración de las energías renovables en los SEP. Se justifica la importancia de este trabajo tomando como referencia lo establecido en el CRM respecto a las reservas rodantes y regulación que deben aportar las unidades de generación conectadas al sistema.

El **Capítulo 2** presenta una descripción del problema de despacho económico. Además, se presenta el modelo de la red de transmisión en CA, así como los enlaces VSC-HVDC punto a punto considerando factores de participación nodal. Se aborda el modelo del ED uninodal con las restricciones operativas básicas. Por último, se especifican las restricciones adicionales y se describe el modelo propuesto de SCED.

El **Capítulo 3** presenta una discusión del funcionamiento de los aerogeneradores de velocidad variable. Se discute la característica de regulación y reservas rodantes de las turbinas y se extiende la formulación para obtener el modelo del parque eólico. En este capítulo también se presenta el modelo propuesto de SCED considerando parques eólicos.

En el **Capítulo 4** se reportan los casos de estudio en donde se hace uso de los modelos presentados en capítulos previos. Se valida la formulación desarrollada de SCED contra un modelo de SCOPF considerando generadores convencionales y parques eólicos conectados en CA. Además, se desarrolla un caso de estudio de mayor dimensión considerando parques eólicos conectados a través de enlaces de CA y HVDC punto a punto.

El **Capítulo 5** presenta las conclusiones del trabajo desarrollado discutiendo los principales resultados obtenidos. Adicionalmente, se describen las aportaciones en este trabajo de tesis y enlistan una serie de trabajos futuros que podrían desarrollarse en próximas investigaciones.

# Capítulo 2

## Despacho económico con restricciones de seguridad (SCED)

### 2.1. Introducción

La energía eléctrica proviene de fuentes de generación generalmente ubicadas lejos de los centros de carga, y ésta se transmite a través de largas distancias mediante líneas de transmisión y se distribuye a los centros de consumo [4]. A esta cadena energética se le conoce como sistema eléctrico de potencia, el cual, se divide en cuatro áreas: (i) plantas de generación, (ii) red de transmisión, (iii) sistema de distribución y, (iv) demanda [34, 35]. Los SEP, tal y como se conocen, comenzaron su desarrollo desde hace más de 100 años, teniendo usualmente a una única empresa como la encargada de la generación, transmisión y distribución de la energía. Sin embargo, en los últimos años la industria eléctrica ha experimentado una gran transformación, substituyendo las estructuras verticalmente integradas por mercados eléctricos competitivos [3].

En los mercados eléctricos, los generadores compiten entre sí para suministrar su energía y satisfacer la demanda del SEP, donde entidades independientes usualmente los regulan, operan y controlan. El objetivo de estas entidades es operar la red eléctrica, al menor costo y de manera eficiente para que los generadores puedan competir en igualdad de condiciones. En un entorno de mercado, la electricidad es una mercancía, sin embargo, a diferencia de otro tipo de productos, la energía eléctrica debe generarse en el momento en que los usuarios la demanden [3]. Además, para garantizar la operación segura del SEP en el suministro de la energía, debe tomarse en cuenta una serie de restricciones para mantener su confiabilidad. Para ello, una de las herramientas clave de los mercados eléctricos es el despacho económico, cuyo objetivo es reducir al mínimo el costo total de generación de potencia activa (costo de producción), satisfaciendo simultáneamente la demanda, pérdidas en las líneas de transmisión y restricciones operativas [3, 7].

En este capítulo se describe el planteamiento fundamental del problema del ED clásico y el modelo propuesto con restricciones de seguridad operativa SCED. Inicialmente, se pone énfasis en el modelado de la red de transmisión de CA, considerando enlaces VSC-HVDC punto a punto, que se representan a través de factores de participación nodal y, consecuentemente, se combinan con un modelo de pérdidas formuladas mediante funciones cuadráticas. Lo anterior, tanto para las líneas de transmisión de CA, como para los VSC con sus reactores de fase y las líneas de CD de los sistemas HVDC.

## 2.2. Modelo de la red de transmisión

La Figura 2.1 muestra un SEP simplificado con las principales áreas que lo conforman, es decir, generación, transmisión, distribución y demanda. Los nodos de conexión se caracterizan por sus voltajes, magnitud y ángulo, mientras que las líneas de transmisión por los flujos de potencia y los parámetros eléctricos estáticos. Desde una perspectiva del SEP, conocer los flujos de potencia en las líneas de transmisión permite monitorear de manera continua el estado de la red [36]. Por ello, en esta sección se analiza el modelo de la red que se utiliza posteriormente en el Capítulo 3 para el modelo de SCED propuesto en esta tesis. Además, se presenta la formulación para integrar enlaces de VSC-HVDC punto a punto utilizando factores de participación nodal.

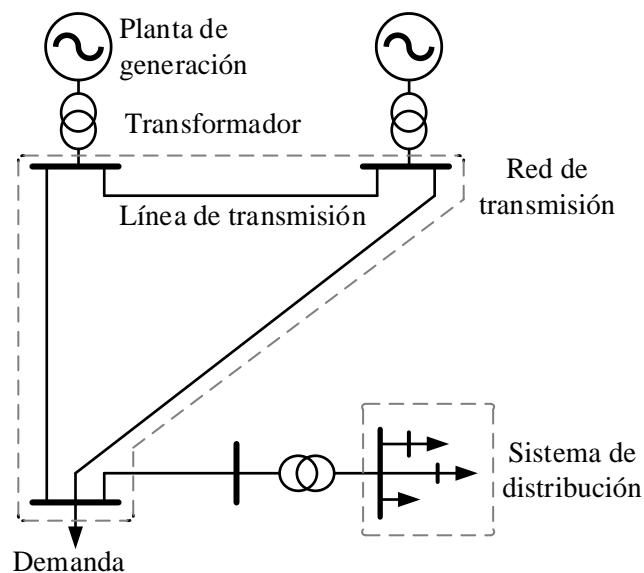


Figura 2.1 Sistema eléctrico de potencia simple

### 2.2.1. Modelo de la red de CA

La Figura 2.2 muestra el modelo  $\pi$  equivalente de una línea de transmisión de CA que conecta los nodos  $k$  y  $m$  en un SEP.

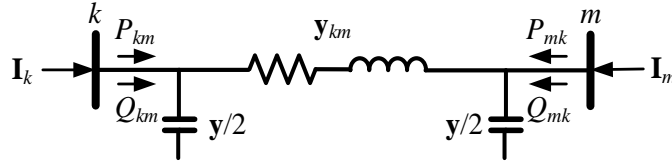


Figura 2.2 Línea de transmisión que conecta a los nodos  $k$  y  $m$

donde  $\mathbf{y}_{km}$  es la admitancia serie e  $\mathbf{y}/2$  es la admitancia en derivación de la línea de transmisión.

La potencia inyectada en el  $k$ -ésimo nodo del sistema se obtiene como en (2.1) [35, 36],

$$\mathbf{S}_k = P_k + jQ_k = \mathbf{V}_k \mathbf{I}_k^* \quad (2.1)$$

donde  $\mathbf{S}_k$ ,  $P_k$  y  $Q_k$  representan las potencias compleja, real y reactiva del nodo  $k$ ,  $\mathbf{V}_k$  es el voltaje del  $k$ -ésimo nodo e  $\mathbf{I}_k$  es la corriente que se inyecta en el nodo  $k$ .

Considerando ambos nodos,  $k$  y  $m$ , y utilizando el concepto de admitancias nodales, la expresión (2.1) se puede escribir de forma matricial como en (2.2).

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_k \\ \mathbf{S}_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k & 0 \\ 0 & \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \left( \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{kk} & \mathbf{Y}_{km} \\ \mathbf{Y}_{mk} & \mathbf{Y}_{mm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_m \end{bmatrix} \right)^* \quad (2.2)$$

donde  $\mathbf{Y}_{kk} = \mathbf{Y}_{mm} = G_{kk} + jB_{kk}$  son las admitancias nodales en  $k$  y  $m$ ,  $\mathbf{Y}_{km} = \mathbf{Y}_{mk} = G_{km} + jB_{km}$  son las admitancias nodales entre  $k$  y  $m$  [36].

Usando (2.2) y definiendo a los voltajes nodales en forma polar,  $\mathbf{V}_k = V_k e^{j\theta_k}$ ,  $\mathbf{V}_m = V_m e^{j\theta_m}$ , se obtiene la potencia inyectada de manera explícita (2.3), después de realizar las operaciones algebraicas correspondientes,

$$\begin{aligned} \mathbf{S}_k &= \mathbf{V}_k (\mathbf{Y}_{kk}^* \mathbf{V}_k^* + \mathbf{Y}_{km}^* \mathbf{V}_m^*) = \mathbf{V}_k \mathbf{V}_k^* \mathbf{Y}_{kk}^* + \mathbf{V}_k \mathbf{V}_m^* \mathbf{Y}_{km}^* = \\ \mathbf{S}_k &= P_k + jQ_k = \left\{ G_{kk} V_k^2 + V_k V_m \left[ G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) \right] \right\} + \\ &\quad + j \left\{ -B_{kk} V_k^2 + V_k V_m \left[ G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) \right] \right\} \end{aligned} \quad (2.3)$$



donde  $\theta_k$  y  $\theta_m$  son los ángulos de fase de los nodos  $k$  y  $m$ , respectivamente, mientras que  $V_k$ ,  $V_m$  son las magnitudes de los voltajes nodales;  $G$  y  $B$  son las partes real e imaginaria de las admitancias nodales, respectivamente. Y separando la parte real e imaginaria de (2.3) se desprenden,

$$P_k = G_{kk}V_k^2 + V_kV_m [G_{km} \cos(\theta_k - \theta_m) + B_{km} \sin(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.4)$$

$$Q_k = -B_{kk}V_k^2 + V_kV_m [G_{km} \sin(\theta_k - \theta_m) - B_{km} \cos(\theta_k - \theta_m)] \quad (2.5)$$

que representan la potencia activa  $P_k$  (2.4) y reactiva  $Q_k$  (2.5) en el nodo  $k$ .

### 2.2.1. Modelo lineal de la red de CA y factores de participación nodal

Para la solución de problemas de optimización, como en los casos del OPF linealizado o el ED, se utiliza un modelo de red de transmisión lineal aproximado para reducir los recursos computacionales [35, 37]. Para esto, se adoptan las siguientes suposiciones para la red de transmisión que opera en alto voltaje: (i) la reactancia es mucho mayor que la resistencia en líneas de transmisión y transformadores,  $B_{km} \gg G_{km}$  por lo que  $G_{km} \approx 0$  y  $B_{km} = -1/x_{km}$ , (ii) se considera que la diferencia angular entre nodos adyacentes es pequeña, es decir,  $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx (\theta_k - \theta_m)$  y  $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1$  y, (iii) las magnitudes de los voltajes nodales están cerca de 1 [p.u.],  $V_k \approx V_m \approx 1$  [p.u.]. Aplicando estas consideraciones a (2.4) se obtiene la ecuación de flujos linealizada (2.6), donde la potencia activa inyectada al nodo  $k$  es igual a la potencia transmitida por la línea, es decir,

$$P_{km} = P_k = \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \quad (2.6)$$

donde la potencia transferida  $P_{km}$  es directamente proporcional a la diferencia angular de los nodos  $k$  y  $m$ , e inversamente proporcional a la reactancia serie de la línea  $x_{km}$ .

El enfoque del modelo de flujos de potencia linealizado presenta varias ventajas: (i) velocidad y robustez, (ii) requisitos mínimos de datos de entrada con respecto al modelado del sistema, (iii) funciones de escalado y superposición, debidas a la linealidad y (iv) resultados confiables de flujos de potencia activa [35]. Además, este modelo de flujos linealizado permite obtener factores de sensibilidad lineales para obtener el estado del sistema con respecto a los flujos de potencia activa [11]. Estos factores son muy útiles en los cálculos de confiabilidad y en modelos de mercados

eléctricos debido a la complejidad reducida del modelo de la red [38]. Entre ellos, destacan los factores de participación nodal que muestran el cambio aproximado en los flujos de potencia debido a cambios de generación o demanda, y se derivan del estudio de flujos de potencia linealizados.

- ***Factores de participación nodal***

Los factores de participación nodal, también conocidos como factores de cambio de inyección de potencia (*injection shift factors*), permiten aproximar el cambio en el flujo de potencia activa con respecto a cambios en la generación o demanda en un nodo en particular [7, 36, 38]. Para obtener los factores de participación nodal, se aplica (2.6) para obtener los balances nodales de potencia activa del SEP [38],

$$\begin{bmatrix} P_1 \\ \vdots \\ P_k \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{11} & \cdots & B_{1k} & \cdots & B_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k1} & \cdots & B_{kk} & \cdots & B_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n1} & \cdots & B_{nk} & \cdots & B_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{P} = \mathbf{B}\boldsymbol{\theta} \quad (2.7)$$

donde  $P_1, \dots, P_n$  son las inyecciones nodales de potencia  $P = P_g - P_d$ ,  $n$  es el número de nodos del SEP,  $\boldsymbol{\theta}$  es el vector de ángulos nodales del sistema,  $\mathbf{P}$  es el vector con las inyecciones de potencia nodales, y con las siguientes definiciones [38],

$$B_{km} = -\frac{1}{x_{km}} \quad (2.8a)$$

$$B_{kk} = \sum_{\substack{m=1 \\ k \neq m}}^n \frac{1}{x_{km}} \quad (2.8b)$$

La matriz de susceptancias  $\mathbf{B}$  de (2.7), contiene la información de la conectividad de la red ya que su estructura es similar a la matriz de admitancias nodales  $\mathbf{Y}_{\text{bus}}$ .

Para resolver el modelo (2.7) se debe indicar un nodo de referencia; asumiendo que el generador de referencia se ubica en el nodo 1,  $\theta_1 = 0$ , se elimina el renglón y la columna correspondiente de la matriz  $\mathbf{B}$ , misma que se reduce a (2.9).

$$\mathbf{B} = \begin{bmatrix} B_{22} & \cdots & B_{2k} & \cdots & B_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k2} & \cdots & B_{kk} & \cdots & B_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n2} & \cdots & B_{nk} & \cdots & B_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.9)$$

Con estas consideraciones, para obtener los ángulos de fase de los voltajes nodales del SEP se tiene que resolver (2.10) [38].

$$\begin{bmatrix} \theta_2 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} B_{22} & \cdots & B_{2k} & \cdots & B_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{k2} & \cdots & B_{kk} & \cdots & B_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ B_{n2} & \cdots & B_{nk} & \cdots & B_{nn} \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} P_2 \\ \vdots \\ P_k \\ \vdots \\ P_n \end{bmatrix} \Rightarrow \boldsymbol{\theta} = \mathbf{B}^{-1} \mathbf{P} \quad (2.10)$$

La expresión (2.10) se puede escribir de forma matricial como  $\boldsymbol{\theta} = \mathbf{F} \mathbf{P}$ , donde:

$$\mathbf{F} = \mathbf{B}^{-1} = \begin{bmatrix} F_{22} & \cdots & F_{2k} & \cdots & F_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{k2} & \cdots & F_{kk} & \cdots & F_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{n2} & \cdots & F_{nk} & \cdots & F_{nn} \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

La ecuación (2.12) permite conocer los incrementos en los ángulos de fase  $\Delta\boldsymbol{\theta}$  con respecto a cambios en la inyección de potencia nodal,  $\Delta\mathbf{P}$ ,

$$\Delta\boldsymbol{\theta} = \mathbf{F} \Delta\mathbf{P} \Rightarrow \begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \vdots \\ \Delta\theta_k \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{22} & \cdots & F_{2k} & \cdots & F_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{k2} & \cdots & F_{kk} & \cdots & F_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{n2} & \cdots & F_{nk} & \cdots & F_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta P_2 \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} \quad (2.12)$$

Suponiendo que únicamente existe un cambio en la inyección de potencia en el nodo  $k$ , la expresión (2.12) se puede escribir como en (2.13) [38],

$$\begin{bmatrix} \Delta\theta_2 \\ \vdots \\ \Delta\theta_k \\ \vdots \\ \Delta\theta_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} F_{22} & \cdots & F_{2k} & \cdots & F_{2n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{k2} & \cdots & F_{kk} & \cdots & F_{kn} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ F_{n2} & \cdots & F_{nk} & \cdots & F_{nn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 0 \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \vdots \\ 0 \end{bmatrix} \quad (2.13)$$

y de forma explícita, los incrementos de los ángulos de fase nodales se expresan como en (2.14),

$$\begin{aligned} \Delta\theta_2 &= F_{2k} \Delta P_k \\ &\vdots \\ \Delta\theta_k &= F_{kk} \Delta P_k \\ &\vdots \\ \Delta\theta_n &= F_{nk} \Delta P_k \end{aligned} \quad (2.14)$$

Los factores de participación nodal pueden definirse como en (2.15),

$$SF_{km,j}^{ca} = \frac{\Delta P_{km}}{\Delta P_j} \quad (2.15)$$

donde  $SF_{km,j}^{ca}$  es el factor de participación que representa el cambio en los flujos de potencia  $\Delta P_{km}$  en la línea de transmisión de CA, que conecta los nodos  $k$ - $m$ , en función del cambio en la potencia  $\Delta P_j$  en el nodo  $j$ .

Sabiendo de (2.6) que el flujo de potencia activa es  $P_{km} = (\theta_k - \theta_m)/x_{km}$ , éste se puede sustituir en (2.15), obteniéndose como resultado (2.16) [38].

$$SF_{km,j}^{ca} = \frac{\Delta P_{km}}{\Delta P_j} = \frac{dP_{km}}{dP_j} = \frac{d}{dP_j} \left( \frac{\theta_k - \theta_m}{x_{km}} \right) = \frac{1}{x_{km}} \left( \frac{d\theta_k}{dP_j} - \frac{d\theta_m}{dP_j} \right) \quad (2.16)$$

De (2.16) se observa que los cambios en los ángulos de fase de voltaje nodal  $d\theta$ , cuando se produce un cambio de inyección de potencia  $dP$ , son precisamente los términos contenidos en la matriz  $\mathbf{F}$  (2.11). Es decir, sus entradas  $F$  se definen como se muestra en (2.17).

$$F = \frac{d\theta}{dP} \quad (2.17)$$

Retomando la ecuación (2.16), los factores de participación nodal se calculan como en (2.18) [7, 38],

$$SF_{km,j}^{ca} = \frac{1}{x_{km}} (F_{kj} - F_{mj}) \quad (2.18)$$

y estos factores de sensibilidad pueden acomodarse adecuadamente en forma matricial, como se muestra a continuación:

$$\mathbf{SF}_{ca} = \begin{bmatrix} SF_{km_1,1}^{ca} & SF_{km_1,2}^{ca} & \cdots & SF_{km_1,n}^{ca} \\ SF_{km_2,1}^{ca} & SF_{km_2,2}^{ca} & \cdots & SF_{km_2,n}^{ca} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ SF_{km_{nl},1}^{ca} & SF_{km_{nl},2}^{ca} & \cdots & SF_{km_{nl},n}^{ca} \end{bmatrix} \quad (2.19)$$

donde la matriz de factores de participación nodal  $\mathbf{SF}_{ca}$  es de orden  $[nl \times n]$ , siendo  $nl$  el número de líneas de transmisión y recordando que  $n$  es el número de nodos del SEP.

Estos factores de participación nodal se emplean para calcular los flujos de potencia de la red partiendo de que se conoce la generación y la demanda [11]. La expresión (2.20) muestra el cálculo de los flujos de potencia para las líneas de transmisión de CA,

$$\mathbf{P}_{km} = \mathbf{SF}_{ca} (\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d) = \mathbf{SF}_{ca} \mathbf{P}_{ca} \quad (2.20)$$

donde  $\mathbf{P}_{km}$  es el vector con los flujos de potencia,  $\mathbf{P}_g$  es el vector con las potencias generadas,  $\mathbf{P}_d$  el vector con las demandas y  $\mathbf{P}_{ca} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d$  es el vector de inyecciones de potencia nodales.

### 2.2.2. Pérdidas en líneas de transmisión de CA

Las pérdidas en la red de transmisión es una consecuencia de la transferencia de potencia a través de ellas. Las pérdidas son aproximadamente del 2 – 3 [%] de la potencia demandada, sin embargo, esto depende de las características del SEP. En [39] se menciona que cuando es necesario transmitir energía a grandes distancias o se atiende una gran área con una densidad de carga considerable las pérdidas de transmisión pueden llegar en casos extremos del 15 al 20 [%] del total de la carga.

Las pérdidas de potencia de una línea de transmisión de CA que conecta a los nodos  $k$  y  $m$  se expresan como en (2.21) [11],

$$P_{km}^{loss} = P_{km} + P_{mk} = (V_k^2 + V_m^2) g_{km} - 2g_{km} V_k V_m \cos(\theta_k - \theta_m) \quad (2.21)$$

donde  $g_{km}$  es la conductancia de la línea de transmisión,  $P_{km}$  es el flujo en sentido  $k$ - $m$ ,  $P_{mk}$  es el flujo en sentido  $m$ - $k$ ,  $V_k$  y  $V_m$  son las magnitudes de voltaje de los nodos  $k$  y  $m$ , respectivamente.

Considerando nuevamente que las magnitudes de voltaje son  $V_k \approx V_m \approx 1$  [p.u.] y que la diferencia angular entre nodos adyacentes es pequeña,  $\sin(\theta_k - \theta_m) \approx (\theta_k - \theta_m)$  y  $\cos(\theta_k - \theta_m) \approx 1$ , entonces (2.21) se puede escribir como (2.22).

$$P_{km}^{loss} \approx 2g_{km} [1 - \cos(\theta_k - \theta_m)] = 4g_{km} \sin^2[(\theta_k - \theta_m)/2] \approx g_{km} (\theta_k - \theta_m)^2 \quad (2.22)$$

Y como se explicó en la Sección 2.2.1, el flujo de potencia linealizado en CA se define como  $P_{km} = (\theta_k - \theta_m)/x_{km}$  de acuerdo con (2.6), por lo que combinando (2.6) y (2.22) se obtiene (2.23).

$$P_{km}^{loss} = g_{km} (P_{km}/x_{km}^{-1})^2 = g_{km} (P_{km}/b_{km})^2 = (g_{km}/b_{km}^2) P_{km}^2 \quad (2.23)$$

Para considerar las pérdidas en los flujos de potencia calculados mediante factores de participación nodal (2.20), se puede hacer uso de (2.24). Para ello, se dividen las pérdidas de la línea (2.23) que conecta a los nodos  $k$  y  $m$  en dos partes iguales; la mitad se añade al nodo  $k$  y la otra al nodo  $m$ , tal como se muestra en (2.24). Manejar las pérdidas como cargas nodales facilita el cálculo de los flujos de potencia de forma directa, evitando así un cálculo posterior que implica sumar un vector con flujos de potencia con otro que contenga las pérdidas de los elementos de

transmisión. Habiendo realizado este procedimiento para todas las líneas, se obtiene un vector de demandas modificado  $\mathbf{P}'_d$  que se utiliza para tener una aproximación de los flujos de potencia con pérdidas incluidas  $\mathbf{P}'_{km}$ , de acuerdo con (2.25).

$$\mathbf{P}'_d = \mathbf{P}_d + \sum_{km \in \delta} 0.5(P_{km}^{loss}) \quad (2.24)$$

$$\mathbf{P}'_{km} = \mathbf{S}\mathbf{F}_{ca} (\mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d) = \mathbf{S}\mathbf{F}_{ca} \mathbf{P}'_{ca} \quad (2.25)$$

donde  $\mathbf{P}'_d$  es el vector de potencias demandadas considerando las pérdidas de transmisión,  $\delta$  son las líneas de transmisión que conectan a los nodos adyacentes y,  $\mathbf{P}'_{ca} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d$  es el vector de inyecciones de potencia nodales considerando las pérdidas de transmisión

### 2.2.3. Enlaces VSC-HVDC punto a punto

La Figura 2.3 muestra la representación esquemática de un enlace VSC-HVDC punto a punto con equipo auxiliar. Tanto el inversor como el rectificador están compuestos por un convertidor de fuente de voltaje (VSC, por sus siglas en inglés) acoplado a un filtro de CA,  $\mathbf{z}_{ph} = r_{ph} + jx_{ph}$ , y a un transformador de cambio de tomas (OLTC, por sus siglas en inglés),  $\mathbf{z}_{ltc} = r_{ltc} + jx_{ltc}$ . Asimismo, los convertidores emplean filtros de CD cuyo comportamiento lo dictan  $L_{cd}$  y  $C_{cd}$ , mientras que el cable del enlace de CD, de resistencia  $r_{cd}$ , permite la interconexión de ambas estaciones VSC. Los voltajes de salida de CA de los convertidores,  $\mathbf{V}_{oi}$  y  $\mathbf{V}_{or}$ , se pueden relacionar con los voltajes de CD como  $\mathbf{V}_{oi} = km_i E e^{j\phi_i}$  y  $\mathbf{V}_{or} = km_r E e^{j\phi_r}$ , que son los voltajes relativos a la referencia del sistema de CA,  $m$  es el índice de modulación,  $E$  es el voltaje de CD,  $\phi$  es el ángulo de fase del voltaje y  $k = \sqrt{3}/8$  para VSC trifásicos de dos niveles, y los subíndices  $i$  y  $r$  indican parámetros y variables relativas a las estaciones inversora y rectificadora, respectivamente [40].

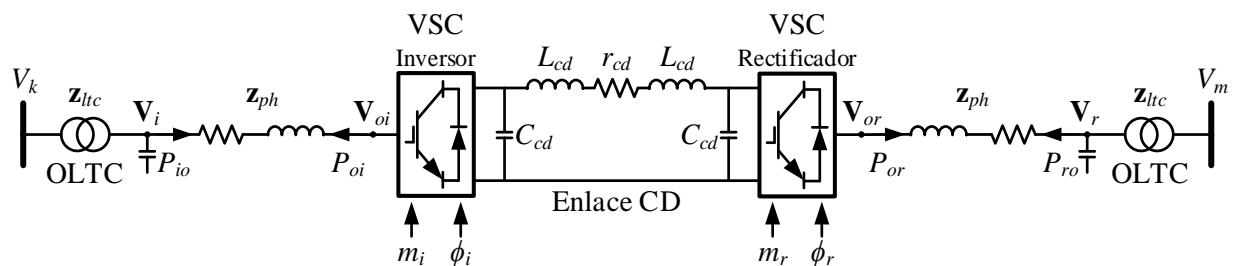


Figura 2.3 Enlace VSC-HVDC punto a punto

La relación de voltajes de CA y CD,  $\mathbf{V}_o = kmEe^{j\phi}$ , es la base para el desarrollo de modelos de flujos de potencia en estado estacionario de los enlaces VSC-HVDC, esto explicado a detalle en

[40]. En el caso del convertidor inversor  $VSC_i$ , sus ecuaciones de flujos de potencia activa están dadas por (2.26).

$$\begin{aligned} (a) \quad P_{io} &= V_i^2 g_{ph} - km_i V_i E_i (g_{ph} \cos \gamma_i + b_{ph} \sin \gamma_i) \\ (b) \quad P_{oi} &= k^2 m_i^2 E_i^2 g_{ph} - km_i V_i E_i (g_{ph} \cos \gamma_i - b_{ph} \sin \gamma_i) \end{aligned} \quad (2.26)$$

donde  $\gamma_i = \theta_i - \phi_i$ ,  $g_{ph} + jb_{ph} = (r_{ph} + jx_{ph})^{-1}$ . Para obtener el conjunto de ecuaciones para la estación rectificadora  $VSC_r$  debe remplazarse el subíndice  $i$  por  $r$ .

Por otra parte, la potencia que fluye desde el puerto de CD del  $VSC_i$  hacia el del  $VSC_r$  se expresa en términos de variables significativas como en (2.27a), mientras que la potencia que fluye en la dirección opuesta está dada por (2.27b).

$$P_{ir} = (E_i^2 - E_i E_r) r_{dc}^2 \quad (2.27a)$$

$$P_{ri} = (E_r^2 - E_r E_i) r_{dc}^2 \quad (2.27b)$$

Para modelar un enlace VSC-HVDC en problemas de optimización es necesario adoptar algunos supuestos que permitan una representación lineal. Se puede asumir que la magnitud del voltaje de CA de  $VSC_i$  y  $VSC_r$  se controla continuamente por la acción del control del índice de modulación, es decir,  $V_i = V_r = 1$  [p.u.]. Y esto quiere decir que  $km_i E_i = km_r E_r = 1$  [p.u.]. Además, asumiendo que la impedancia de acoplamiento total del VSC y OLTC es  $\mathbf{z}_v = \mathbf{z}_{ltc} + \mathbf{z}_{ph}$ , y despreciando las pérdidas de potencia de ambos equipos,  $r_{ltc} = r_{ph} = 0$ , entonces  $\mathbf{z}_v = r_v + jx_v \approx jx_v$ . A partir de esto, se deduce que los flujos de potencia lineal para las ramas de CA de  $VSC_i$  y  $VSC_r$  son (2.28). Por otro lado, asumiendo que los voltajes nominales de CD son numéricamente cercanos,  $E_i \approx E_r$ , los flujos de potencia de CD mostrados en (2.27) se pueden aproximar al flujo de corriente,  $P_{ir} \approx I_{ir}$  [41]. En este sentido, la expresión (2.29) muestra los flujos de potencia en el enlace de CD sin considerar las pérdidas por transmisión. Bajo todas estas consideraciones, la Figura 2.4 muestra el circuito equivalente del sistema VSC-HVDC para estudios de optimización relativos al SCED desarrollado en esta tesis.

$$P_{ki} = -P_{ik} = (\theta_k - \phi_i) b_v \quad (2.28a)$$

$$P_{ki} = -P_{ik} = (\theta_k - \phi_i) b_v \quad (2.28b)$$

$$P_{ir} = -P_{ri} = (E_i - E_r) g_{cd} \quad (2.29)$$

donde  $b_v = (x_v)^{-1}$  y  $g_{cd} = (r_{cd})^{-1}$ .



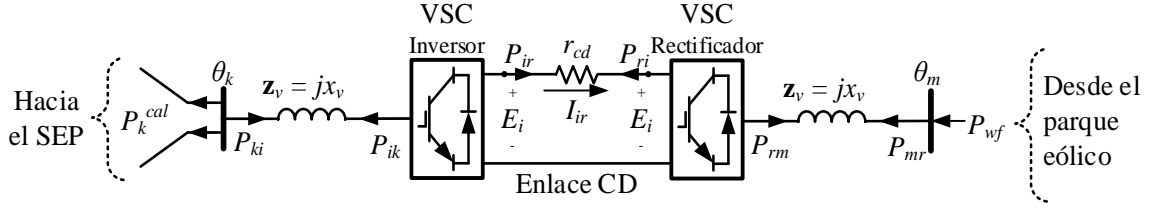


Figura 2.4 Modelo de enlace VSC-HVDC para estudios de optimización

### 2.2.4. Sistema de CA con enlaces VSC-HVDC y factores de participación nodal

Empleando (2.28) – (2.29) se obtienen los balances de potencia en los nodos  $k$ ,  $i$ ,  $r$  y  $m$  que se muestran en (2.30). Combinando estas ecuaciones con las del modelo del sistema de transmisión de CA (2.7), se llega al modelo expandido (2.31). Este paso permite el cálculo efectivo de los factores de participación nodal para redes eléctricas de CA con sistemas VSC-HVDC de manera simultánea.

$$\begin{aligned} P_k &= P_k^{cal} + P_{ki}, & P_i &= P_{ik} + P_{ir} \\ P_r &= P_{ri} + P_{rm}, & P_{wf} &= P_{mr} \end{aligned} \quad (2.30)$$

$$\begin{bmatrix} \mathbf{P}_{ca} \\ P_i \\ P_r \\ P_m \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}^{ad} & [-b_v] & \mathbf{0} & \dots & \dots & \mathbf{0} \\ [b_v] & -b_v & 0 & 0 & g_{dc} & -g_{dc} \\ \mathbf{0} & 0 & b_v & -b_v & -g_{dc} & g_{dc} \\ \mathbf{0} & 0 & -b_v & b_v & 0 & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \phi_i \\ \phi_r \\ \theta_m \\ E_i \\ E_r \end{bmatrix} \Rightarrow \mathbf{P}_{ad} = \Psi \Phi \quad (2.31)$$

donde las entradas  $\mathbf{0}$  son vectores cero de órdenes adecuados que permiten completar la matriz y su tamaño depende de la dimensión del SEP,  $[-b_v]$  es un vector columna de orden  $[n \times 1]$  que contiene el término  $-b_v$  en la ubicación apropiada correspondiente al  $k$ -ésimo nodo donde el VSC-HVDC se conecta con el SEP. Asimismo,  $[b_v]$  es un vector fila de orden  $[1 \times n]$  con el término  $b_v$  en la posición correspondiente al nodo  $k$ . Es importante destacar que  $\mathbf{B}^{ad}$  en (2.31) es prácticamente la misma que  $\mathbf{B}$  de (2.9) pero con el  $k$ -ésimo término de la diagonal modificado como  $B_{kk}^{ad} = B_{kk} + b_v$ . Note que, en este modelo del SEP con sistemas VSC-HVDC, aparecen las variables de estado asociadas con las estaciones convertidoras,  $\phi_i$  y  $\phi_r$ , los voltajes internos del enlace de CD,  $E_i$  y  $E_r$ . Sin embargo, sólo aparece explícitamente el ángulo de fase  $\theta_m$  puesto  $\theta_k$  ya se incluye en el vector  $\theta$  de ángulos nodales del SEP de CA.

- **Modelado del SEP con enlaces VSC-HVDC usando factores de participación nodal**

Al resolver (2.31), se debe considerar la estrategia de control del VSC-HVDC para garantizar que la derivación de los factores de participación nodal sea correcta. La potencia inyectada, por un parque eólico  $P_{wf}$  debe fluir desde el nodo  $m$  hasta el nodo  $k$  del sistema de CA, mientras que el VSC-HVDC ejerce simultáneamente el control de variables específicas. Es decir,

- (i) el inversor  $VSC_i$  proporciona control de voltaje de CD, cuyo valor es constante en estado estacionario,  $E_i = E_{nom}$ .
- (ii) el rectificador  $VSC_r$  permite el flujo de generación de energía eólica y proporciona la referencia angular a la red eléctrica formada por el parque eólico, por lo que  $\phi_r = 0$  [42].

Aplicando estas consideraciones a (2.31) y resolviendo el modelo se obtiene (2.32). Ahora, los factores de participación nodal para los  $j$ -ésimos nodos de la red de CA asociados con líneas de transmisión y transformadores se calculan con (2.33a), mientras que los relacionados con los nodos de CD del enlace HVDC,  $j \in \{i, r\}$  se obtienen usando (2.33b) [41].

$$\Phi = \Psi^{-1} \mathbf{P}_{ad} \Rightarrow \mathbf{H} = \Psi^{-1} = \begin{bmatrix} H_{22} & \cdots & H_{2k} & \cdots & H_{2n'} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{k2} & \cdots & H_{kk} & \cdots & H_{kn'} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ H_{n'2} & \cdots & H_{n'k} & \cdots & H_{n'n'} \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

$$SF_{km,j} = \frac{1}{x_{km}} (H_{kj} - H_{mj}) \quad (2.33a)$$

$$SF_{km,j} = \frac{1}{r_{cd}} (H_{kj} - H_{mj}) \quad (2.33b)$$

donde  $n'$  es el nuevo número de nodos incluyendo los del VSC-HVDC, es decir, los nodos  $i$ ,  $r$  y  $m$  y los términos  $H$  provienen de la matriz  $\mathbf{H}$  que es la inversa de la matriz expandida que incluye la matriz de admitancias  $\mathbf{B}^{ad}$  y los elementos de los enlaces HVDC.

Tras el cálculo de los factores de participación nodal,  $SF_{km,j}$ , estos pueden acomodarse en forma matricial como se ejemplificó en (2.19). Los flujos de potencia de las líneas de CA y las líneas de CD que componen el SEP con enlaces VSC-HVDC se calculan con (2.34). Las expresiones, (2.31) - (2.34) se pueden generalizar con relativa facilidad para acomodar varios modelos de enlaces VSC-HVDC punto a punto y, por tanto, parques eólicos integrados al SEP.

$$\mathbf{P}_{km,ad} = \mathbf{SF}(\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}_{ad} \quad (2.34)$$

donde  $\mathbf{SF}$  es la matriz que contiene los factores de participación nodal de todo el SEP incluyendo los enlaces HVDC,  $\mathbf{P}_g$  es el vector con las potencias generadas,  $\mathbf{P}_d$  es el vector con las demandas y  $\mathbf{P}_{ad} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d$  es el vector de inyecciones de potencia nodales considerando los nodos en CD,  $\mathbf{P}_{km,ad}$  es el vector con los flujos de potencia en las líneas de CA y en las ramas del sistema VSC-HVDC.

### 2.2.5. Pérdidas en los enlaces VSC-HVDC

Como se explicó en la Sección 2.2.3, debe hacerse algunas consideraciones para poder calcular las pérdidas por transmisión. En el caso de los VSC, las pérdidas de potencia  $P_{vsc}^{loss}$  asociadas con la impedancia del convertidor,  $\mathbf{z}_v$ , se pueden calcular de manera similar a una línea de transmisión de CA (2.23), es decir, como se expresa en (2.35a). Por otro lado, las pérdidas en CD se calculan mediante  $P_{cd}^{loss} = r_{cd} (I_{ir})^2$ ; retomando la idea de que el flujo de corriente es igual que el flujo de potencia,  $P_{ir} \approx I_{ir}$ , entonces las pérdidas del enlace de CD se calculan como (2.35b).

$$P_{vsc}^{loss} = (g_{vsc}/b_{vsc}^2) P_{vsc}^2 \quad (2.35a)$$

$$P_{cd}^{loss} = r_{cd} P_{ir}^2 \quad (2.35b)$$

donde  $g_{vsc} + jb_{vsc} = (r_v + jx_v)^{-1}$  y  $P_{vsc} = \{P_{ki}, P_{mr}\}$  para  $VSC_i$  y  $VSC_r$ , respectivamente.

En línea con lo detallado en la Sección 2.2.2 para las líneas de CA, deben agregarse las pérdidas a las potencias demandadas de los nodos adyacentes en partes iguales (mitad y mitad), y con ello estimar los nuevos flujos con pérdidas incluidas, como se indica en (2.36) y (2.37).

$$\mathbf{P}'_d = \mathbf{P}_d + \sum_{km \in \delta} 0.5(P_{km,ad}^{loss}) \quad (2.36)$$

$$\mathbf{P}'_{km,ad} = \mathbf{SF} (\mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}'_{ad} \quad (2.37)$$

donde  $P_{km,ad}^{loss}$  incluye las pérdidas de las líneas de transmisión de CA  $P_{km}^{loss}$ , las pérdidas en los convertidores  $P_{vsc}^{loss}$  y las pérdidas en los enlaces de CD  $P_{cd}^{loss}$ , mientras que  $\mathbf{P}'_{ad} = \mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d$  es el vector de inyecciones de potencia nodales considerando las pérdidas de transmisión en los nodos de CA y aquellos asociados con el sistema HVDC.

## 2.3. Fundamentos de despacho económico – modelo clásico

El despacho económico es el corazón de la operación económica del SEP y se puede definir como el problema con el cual se determinan las asignaciones de potencia de los generadores

comprometidos para satisfacer la demanda al menor costo posible [3, 7, 38]. El concepto de ED no es nuevo y sus inicios datan de la década de 1920, desde entonces se desarrollaron varios modelos para mejorar el algoritmo de minimización de costos de producción. Y su objetivo principal no ha cambiado desde entonces [7, 38]. La Tabla 2-I presenta la clasificación del despacho económico según la estructura del sistema de potencia, la selección de objetivos, las restricciones del sistema, el nivel de detalle de la red eléctrica y la dependencia en el tiempo [8, 39, 40].

Tabla 2-I Clasificaciones de modelos de despacho económico

<b>Estructura del sistema</b>	(i) Área única, (ii) área múltiple.
<b>Objetivo</b>	(i) Objetivo único, (ii) objetivo múltiple.
<b>Restricciones</b>	(i) Restricciones de seguridad, (ii) restricciones de contaminación, (iii) restricciones de calidad de aire, (iv) restricciones de combustible.
<b>Grado de detalle (variables de estado y/control)</b>	(i) Generación de potencia activa/reactiva, (ii) flujos de potencia activa/reactiva en las líneas de transmisión, (iii) horarios de intercambio, (iv) reservas activas/reactivas, (v) voltaje en los nodos, (vi) ángulos de cambio de fase (vii) relaciones de derivación del transformador, (viii) conmutación de bancos de capacitores, reactores, etc.
<b>Escala de tiempo</b>	(i) Despacho económico estático (SED, por sus siglas en inglés), (ii) despacho económico dinámico (DED, por sus siglas en inglés).

El *despacho económico clásico* únicamente emplea las características de entrada – salida de las unidades generadoras y no considera las restricciones de seguridad de las líneas de transmisión [38]. La Figura 2.5 muestra la configuración de un sistema que consta de  $n_g$  plantas de generación que están conectadas en un mismo nodo, el cual tiene por objetivo satisfacer la potencia demandada  $P_d$ . La entrada a cada unidad se muestra como  $CG$  y representa el costo de generación de cada planta, cuya salida de potencia es  $P_g$ . Por tanto, el costo de generación total de operar el sistema es la suma de los costos de generación individuales de cada planta de generación. Además, la restricción esencial de este problema de ED es que la suma de las potencias de salida debe ser igual a la potencia demandada.

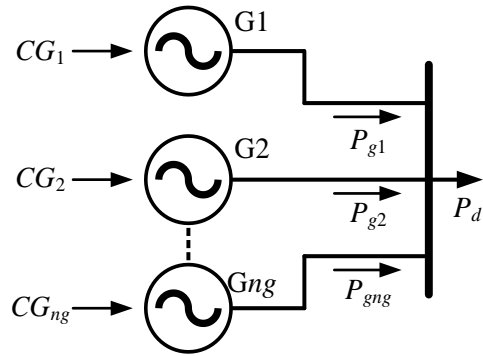


Figura 2.5 Despacho económico uninodal

### - Costos de operación de las plantas de generación térmicas

El problema de ED depende principalmente de la función de costos del generador, por lo que es importante conocer la relación entre su costo y potencia de salida. El costo de generar una cantidad de energía puede variar ampliamente según la tecnología; para las centrales térmicas es común utilizar la curva de consumo de combustible que se puede expresar en términos del combustible consumido o directamente en términos monetarios [7, 38]. La Figura 2.6 muestra la curva característica típica de una planta de generación. Esta curva de entrada-salida de la planta de generación se puede obtener combinando directamente la característica de entrada-salida de la caldera y la característica de entrada-salida del grupo turbina-generator [7].

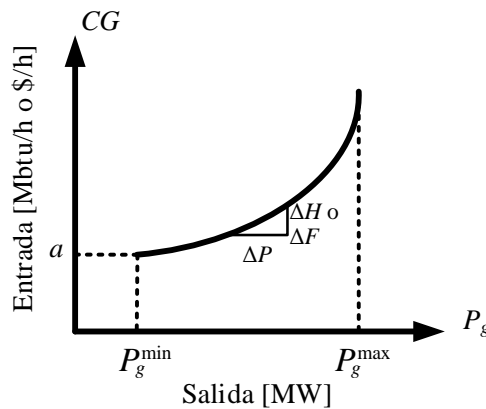


Figura 2.6 Curva característica de entrada-salida de la unidad de generación [7].

Si se ajusta un polinomio de grado adecuado a esta curva se puede escribir una expresión analítica para el costo de operación de la planta de generación, aunque generalmente basta con

ajustar un polinomio de segundo grado [7, 38]. Lo que resulta en la función cuadrática de costos de generación,  $CG$ , que se muestra en (2.38),

$$CG = a + bP_g + cP_g^2 \quad (2.38)$$

donde  $a$ ,  $b$  y  $c$  son los coeficientes de la característica de entrada-salida y  $P_g$  es la potencia activa que entrega la planta de generación.

### 2.3.1. Restricciones operativas básicas

En los SEP existen una serie de desafíos para la operación y el suministro de la energía: (i) las variables de estado/control deben encontrarse dentro de límites prácticos especificados, (ii) la generación debe satisfacer la demanda requerida y, (iii) los costos de generación varían mucho entre sí [7, 38]. En el caso del ED uninodal, se considera un arreglo como el que se muestra en la Figura 2.5, donde se cuenta con  $ng$  unidades de generación conectadas a un único nodo que debe satisfacer la demanda  $P_d$ . A continuación, se describe una serie de restricciones básicas que se deben cumplir con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del sistema eléctrico.

#### - *Balance de potencia*

En el ED uninodal no se consideran las pérdidas en las líneas de transmisión, por lo que se asume que la sumatoria de las potencias generadas por las unidades debe ser igual a la potencia demandada,  $P_d$ , como muestra en (2.39).

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d \quad (2.39)$$

#### - *Límites físicos de generadores*

Retomando la Figura 2.6, en ella se observa la característica de entrada-salida de los generadores donde se aprecia que la potencia activa  $P_g$  está acotada por los límites máximo y mínimo. La potencia de salida máxima está determinada por la capacidad de diseño o la capacidad nominal de la caldera, turbina o generador. De tal forma que la potencia de la unidad de generación debe respetar la restricción (2.40).

$$P_g^{\min} \leq P_g \leq P_g^{\max} \quad (2.40)$$

donde  $P_g^{\max}$  y  $P_g^{\min}$  son los límites máximo y mínimo de potencia activa, respectivamente.

- **Reserva rodante**

La reserva rodante es la cantidad de generación que se compromete en el ED y que puede ser activada por decisión del operador del sistema y/o empleada en condiciones de contingencia [3]. Como se vio en el punto anterior,  $P_g$  está restringida por (2.40). Sin embargo, cuando se incluye el requerimiento de reserva rodante, se modifica (2.40) y la reserva rodante se agrega como un porcentaje de la potencia despachada (2.41).

$$P_g (1 + SR_g) \leq P_g^{\max} \quad (2.41a)$$

$$P_g (1 - SR_g) \geq P_g^{\min} \quad (2.41b)$$

donde  $SR_g$  es la reserva rodante con respecto a la potencia entregada, en [p.u.]. En este caso, las reservas rodantes  $SR_g$  de los generadores se consideran conocidas, teniéndose la certeza de que las reservas están distribuidas en todo el sistema. Esto difiere con algunas formulaciones que consideran las reservas rodantes de forma global, con respecto a la demanda del SEP. Lo anterior puede provocar que las reservas no se distribuyan en el sistema y, en caso de una contingencia, no se podría garantizar necesariamente su seguridad operativa. Establecer las reservas como se muestra en (2.41) implica que no se está considerando el costo de las reservas. Es decir, no se lleva a cabo una optimizando conjunta de potencia despachada y reservas rodantes. Este aspecto se discute más ampliamente en la Sección 2.4.2.

### 2.3.2. Modelo del despacho económico uninodal

De acuerdo con lo previamente discutido, el problema de ED tiene por objetivo encontrar la solución que minimice el costo operativo, mientras se satisfacen las restricciones básicas de los componentes de la red [7, 38]. El modelo de ED uninodal se presenta en (2.42) – (2.45). La expresión (2.42) es la función objetivo que busca minimizar la función cuadrática de costos de cada uno de los generadores. Este modelo está sujeto a la restricción de igualdad (2.43) que implica el balance de potencia del sistema. Además, se consideran dos restricciones de desigualdad, (2.44) y (2.45), que cuidan los límites máximo y mínimo de potencia activa con reservas rodantes. Es importante señalar que en el modelo de despacho económico uninodal (2.42) – (2.45) la variable de decisión es  $P_g$ , mientras que las restricciones de desigualdad son  $2ng$ .

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{ng} CG_i (P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \right] \quad (2.42)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = P_d \quad (2.43) \quad P_{gi}(1 + SR_{gi}) \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.44)$$

$$P_{gi}(1 - SR_{gi}) \geq P_{gi}^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.45)$$

## 2.4. Modelo propuesto de SCED para SEP con enlaces VSC-HVDC

El modelo de ED clásico es fácil de implementar y resolver para SEP prácticos. Sin embargo, la estructura de las redes eléctricas es cada vez más compleja y si bien los generadores pueden satisfacer la creciente demanda del sistema, la capacidad de las líneas de transmisión limita el flujo de potencia en la red. De aquí surge la necesidad de mejorar el ED mediante la consideración de restricciones operativas adicionales. En este sentido, el objetivo del SCED es minimizar el costo total de producción de acuerdo con las ofertas del sistema mientras se satisfacen estas restricciones operativas [3]. Las restricciones incluyen límites operativos de los generadores y líneas transmisión, y otras restricciones que considere el operador del sistema como reservas rodantes.

La Figura 2.7 muestra un sistema más complejo que el uninodal de la Figura 2.5. En este esquemático de un SEP se tienen  $ng$  unidades de generación que deben satisfacer  $nd$  demandas y, en medio, una red de transmisión que toma en cuenta las pérdidas por transmisión. Cuando se considera la red en el problema de optimización, surge la necesidad no sólo de encontrar el costo mínimo de generación sino de satisfacer las restricciones adicionales que emanan de la red, con el fin de que el sistema pueda operar de manera segura y confiable.

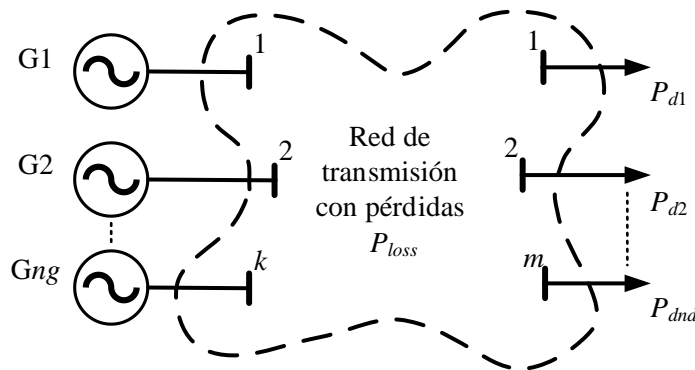


Figura 2.7 Sistema eléctrico de potencia con enlaces VSC-HVDC incluyendo pérdidas

Debe mencionarse que el SCED es un problema simplificado del OPF [7], que es fundamental para los operadores independientes de sistemas de potencia (ISO, por sus siglas en inglés). Los modelos de SCED se utilizan en la operación de los mercados de energía en tiempo



real ya que resuelve el despacho de potencia y/o la compensación del mercado de servicios auxiliares para un intervalo de tiempo objetivo, por ejemplo, cada 5 [min].

#### 2.4.1. Restricciones operativas adicionales y/o modificadas

En los SEP existe una serie de desafíos para la operación de la red, tal como se discute en la Sección 2.3.1. Cuando se considera la red de transmisión en el problema de ED, y además se pretende realizar análisis en horizontes de tiempo específicos, aparecen dos nuevos desafíos: (i) la demanda varía en el transcurso del día, semana o temporada y, (ii) las condiciones esperadas e inesperadas en la red de transmisión afectan a las unidades de generación que pueden ser despachadas [7, 38]. Al igual que para el ED uninodal, se consideran los límites físicos de los generadores, así como las reservas rodantes. Sin embargo, se tienen que agregar restricciones adicionales con el fin de garantizar la seguridad y confiabilidad del SEP.

##### - *Balance de potencia global*

La restricción del balance de potencia es la restricción clave de operación del sistema. Esta restricción indica que la sumatoria de la potencia asignada o despachada es igual a la sumatoria de la demanda del sistema más las pérdidas por transmisión, como se muestra en (2.46).

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = \sum_{j=1}^{nd} P_{dj} + \sum_{km \in \Omega} P_{km}^{loss} \quad (2.46)$$

donde  $P_{km}^{loss}$  son las pérdidas en los elementos de transmisión.

Como se ve en la Sección 2.4.2, la restricción de balance de potencia global es una ventaja que ofrece utilizar factores de participación nodal, que además permite una reducción considerable en la complejidad del modelo del SCED debido a que las ecuaciones nodales del SEP no se representan explícitamente. Esta situación contrasta con el enfoque clásico de OPF cuya complejidad y recursos computacionales aumentan inevitablemente.

##### - *Límites de seguridad de la red de transmisión*

La seguridad de la red de transmisión debe observarse mediante las capacidades de transferencia de las líneas de transmisión, la cual se expresa en (2.47).

$$-P_{km}^{\max} \leq P'_{km} \leq P_{km}^{\max} \quad (2.47)$$

donde  $P'_{km}$  es la potencia transmitida entre los nodos  $k$  y  $m$  que incluye pérdidas,  $P_{km}^{\max}$  y  $P_{km}^{\min}$  son los límites de transmisión máximo y mínimo, respectivamente.

- ***Restricciones de rampa ascendente y descendente***

El problema de SCED puede resolverse considerando un horizonte de tiempo dividido en intervalos de diferente duración, según las necesidades del sistema. De un periodo de tiempo a otro, un generador térmico no puede aumentar su potencia por encima de un nivel máximo, usualmente denominado límite de rampa de subida. Del mismo modo, no puede disminuir su potencia más allá de un límite respecto al periodo anterior, y que se denomina límite de rampa de bajada. Por esta razón es importante conocer las asignaciones de potencia de los generadores en el periodo previo al evaluado. El incremento o decremento de potencia del generador entre intervalos de tiempo, asociados con las rampas ascendente y descendente, se hacen cumplir con (2.48).

$$P_g - P_g^0 \leq R_g^U \quad (2.48a)$$

$$P_g^0 - P_g \leq R_g^D \quad (2.48b)$$

donde  $P_g^0$  es la potencia generada por la unidad en el periodo anterior,  $R_g^U$  es la rampa de subida y  $R_g^D$  es la rampa de bajada de la unidad.

### 2.4.2. Modelo del SCED

El despacho económico con restricciones de seguridad requiere el uso del modelo de la red de transmisión, así como el modelado de recursos de generación. La motivación de utilizar un modelo de SCED en lugar de un *despacho económico clásico* no es aumentar el ahorro en los costos de producción sino aumentar la seguridad en la operación del sistema [8]. Esto debido a que con el *despacho económico clásico* las soluciones pueden estar cerca de los valores límites. En esta sección, se presenta el modelo de optimización SCED que se desarrolla para esta tesis. Este es un modelo no lineal que considera la red de transmisión a través de factores de participación nodal y el cálculo de las pérdidas de los elementos de transmisión, ver Sección 2.2.

El modelo de SCED está dado por (2.49) – (2.61) donde se considera la función cuadrática de costos de generación, así como las pérdidas por transmisión. La función objetivo del modelo se presenta en (2.49) con la cual se busca minimizar los costos de generación  $CG$  mientras se hacen cumplir restricciones de igualdad y desigualdad. La expresión (2.50) indica el balance de potencia global considerando las pérdidas del SEP indicadas por el término  $P_{km,ad}^{loss}$ . Mientras que con (2.51)

se obtienen los flujos de potencia usando los factores de participación nodal. Con estos flujos de potencia, se pueden estimar las pérdidas de las líneas de CA,  $P_{km}^{loss}$  (2.52), las pérdidas en los convertidores,  $P_{vsc}^{loss}$  (2.53), y las pérdidas en los enlaces de CD,  $P_{cd}^{loss}$  (2.54). Y con (2.55), se obtiene el vector de demandas que incluye las pérdidas  $\mathbf{P}'_d$ , mismo que se usa para los flujos de potencia considerando las pérdidas (2.56). Las restricciones de desigualdad del modelo son (2.57) – (2.61). En ellas se presentan los límites de los flujos de potencia  $P'_{km,ad}$ , los límites máximo y mínimo de potencias generadas  $P_g$ , así como las rampas de subida y bajada de los generadores,  $R_g^U$  y  $R_g^D$ . Cabe señalar que la variable de decisión de este problema es  $P_g$ , mientras que las restricciones de desigualdad son  $4ng + 2nl + 6ncd$ , recordando que  $nl$  es el número de líneas de transmisión de CA y  $ncd$  es el número de enlaces VSC-HVDC.

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{ng} CG_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \right] \quad (2.49)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} = \sum_{i=1}^{nd} P_{di} + \sum_{km \in \Omega} P_{km,ad}^{loss} \quad (2.50) \quad \mathbf{P}'_d = \mathbf{P}_d + \sum_{km \in \delta} 0.5(P_{km,ad}^{loss}) \quad (2.55)$$

$$\mathbf{P}_{km,ad} = \mathbf{SF}(\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}_{ad} \quad (2.51) \quad \mathbf{P}'_{km,ad} = \mathbf{SF}(\mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}'_{ad} \quad (2.56)$$

$$P_{km}^{loss} = \left( \frac{g_{km}}{b_{km}^2} \right) P_{km}^2 \quad (2.52) \quad -P_{km}^{\max} \leq P'_{km,ad} \leq P_{km}^{\max} \quad km \in \mathbb{Z}_{\{nl, ncd\}} \quad (2.57)$$

$$P_{vsc}^{loss} = \left( \frac{g_{vsc}}{b_{vsc}^2} \right) P_{vsc}^2 \quad (2.53) \quad P_{gi}(1 + SR_{gi}) \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.58)$$

$$P_{cd}^{loss} = r_{cd} P_{km}^2 \quad (2.54) \quad P_{gi}(1 - SR_{gi}) \geq P_{gi}^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.59)$$

$$P_{gi} - P_{gi}^0 \leq R_{gi}^U \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.60)$$

$$P_{gi}^0 - P_{gi} \leq R_{gi}^D \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (2.61)$$

donde  $\mathbb{Z}_{\{nl, ncd\}}$  es el conjunto de líneas de transmisión y enlaces de HVDC.

El modelo de SCED garantiza que las reservas rodantes se encuentren distribuidas en todo el sistema al asegurarse que todos los generadores entreguen reservas  $SR_g$ , sin embargo, no garantiza contar con el nivel óptimo de reservas requerido por el SEP. Algunos mercados eléctricos establecen que los participantes entreguen reservas rodantes de manera obligatoria, sin embargo, en otros mercados eléctricos esta obligación recae en ciertas centrales según su costo y tecnología. En México, se establece un requerimiento de reservas operativas para cada zona de reserva del Sistema Eléctrico Nacional y en el despacho económico se determinan las potencias y reservas para

cada unidad que haya ofertado ambos servicios [43]. En la actualidad, existe una tendencia hacia mercados conjuntos de energía y reservas (co-optimización) por la estrecha relación entre ambos; estos mercados garantizan que el generador no esté en desventaja al proporcionar reservas en lugar de entregar su energía a la red [44].

A partir del modelo presentado en [45], se puede modificar el modelo de SCED desarrollado en esta tesis para optimizar la entrega de energía y reservas, reemplazando la función objetivo (2.49) por (2.62). La expresión (2.62) minimiza los costos de generación y costos de reservas de manera conjunta. Además, se debe añadir la restricción (2.63) donde la sumatoria de las reservas de los generadores debe ser menor o igual al requerimiento óptimo de reserva del área, cuyo valor no necesariamente fijo y depende de las particularidades del SEP. Por otro lado, se debe reemplazar las expresiones (2.58) y (2.59) por (2.64) que integra las reservas rodantes de los generadores. Con estos cambios, las variables de decisión de este problema son  $P_g$  y  $SR_g$  mientras que las restricciones de desigualdad son  $1na + 4ng + 2nl + 6ncd$ .

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) + \sum_{i=1}^{ng} (CSR_i SR_{gi}) \right] \quad (2.62)$$

$$\sum_{i=1}^{ng} SR_{gi} \leq SR_j \quad \forall j = 1, \dots, na \quad (2.63) \quad P_{gi}^{\min} \leq P_{gi} \leq P_{gi}^{\max} - SR_{gi} \quad (2.64)$$

donde  $CSR$  es el costo de las reservas,  $SR_g$  es la reserva de cada generador,  $SR$  es el requerimiento de reserva por área y  $na$  es el número de áreas que conforman al sistema eléctrico. Cabe señalar que para los propósitos de este trabajo de tesis se utiliza (2.49) – (2.61), no obstante, un modelo de optimización conjunta de energía y reservas se puede plantear como un trabajo futuro.

El modelo de SCED dado por (2.49) – (2.61) únicamente considera la participación de unidades de generación convencionales. Sin embargo, debido al crecimiento sostenido en la integración de fuentes de generación renovable intermitente se han presentado nuevos retos para satisfacer la demanda mientras se garantiza la seguridad del SEP. Por lo que para poder utilizar los modelos existentes de SCED es necesario contar con modelos de las plantas renovables que permitan integrarlos al despacho y cumplir con los requerimientos de seguridad operativa.

# Capítulo 3

## Modelo de SCED con parques eólicos

### 3.1. Introducción

En un ambiente de mercados de electricidad, la generación eólica se diferencia de los generadores convencionales en que: *(i)* es una fuente libre de emisiones y su desarrollo es impulsado por gobiernos que buscan enfrentar el problema del calentamiento global, *(ii)* no requiere consumo de combustible por lo que su costo de operación es cero y, *(iii)* la energía eólica tiene una gran incertidumbre relacionada con la disponibilidad del viento por lo que la toma de decisiones sobre la cantidad de energía que se comercializará es riesgosa [6]. Si bien, los primeros dos puntos favorecen su integración, la incertidumbre de su disponibilidad constituye un gran obstáculo para una incorporación masiva al SEP, tanto en términos técnicos como económicos.

La integración súbita de energía eólica trae consigo nuevos desafíos y oportunidades para la operación de los SEP, por ejemplo, la mencionada intermitencia del viento y el control de frecuencia, entre otras. Estos desafíos se abordan desde diversos puntos de vista que van desde la implementación y monitoreo de condiciones meteorológicas, para tener un pronóstico más fehaciente, hasta un diseño y control más avanzado tanto de las turbinas como de los SEP [46]. La gestión de la incertidumbre de la producción eólica generalmente se hace mediante un mercado en tiempo real que permite cubrir la falta de producción de las fuentes intermitentes [6]. La participación de los parques eólicos en los mercados eléctricos se puede abordar desde tres perspectivas: *(i)* la generación eólica se gestiona a través del mercado eléctrico como una demanda negativa y a los generadores se les paga una tarifa regulada por su producción de energía, *(ii)* los productores compiten en el mercado eléctrico incluido el mercado de balance y reciben subsidios para fortalecer la competitividad de los productores eólicos y, *(iii)* los parques eólicos deben soportar la carga del mercado como cualquier otro participante [6].

La tendencia en los mercados eléctricos es que los parques eólicos sean capaces de interactuar en el mercado con las mismas obligaciones que cualquier otro generador, como se indica en el punto (iii). Por ende, es cada vez más común que los códigos de red les atribuyan obligaciones para el control primario de frecuencia con servicios de regulación y reservas rodantes con el fin de tener un mercado estrictamente competitivo que no comprometa la seguridad del SEP en su conjunto.

En este capítulo se aborda inicialmente la operación de las turbinas eólicas de velocidad variable que conforman a los parques eólicos para que puedan contribuir en la regulación y reservas rodantes del sistema. Posteriormente, se presenta un modelo integral del parque eólico que permite cumplir con lo estipulado en los códigos de red en relación con el control primario de frecuencia. Finalmente, este modelo de parque eólico se integra al SCED que se presentó en el Capítulo 2, el cual permite despachar la potencia de las unidades convencionales en el corto plazo, considerando la producción de los parques eólicos con sus restricciones operativas.

### 3.2. Parques eólicos con control de frecuencia

Los parques eólicos se componen de una o más turbinas eólicas que entregan potencia en función de las condiciones de viento. El Apéndice A.1 presenta una descripción y clasificación de las turbinas eólicas más utilizadas para su integración a los SEP. La potencia que se puede extraer de una turbina eólica se calcula usando (3.1) – (3.4), misma que se aborda con más detalle en el Apéndice A.2. Para efectos prácticos, la potencia del aerogenerador se relaciona con un intervalo de velocidad angular  $[\omega_{min}; \omega_{max}]$ , y es una función de la velocidad del viento  $V_w$ , el área de barrido de las aspas  $A$ , la densidad del aire  $\rho$  y el coeficiente de potencia  $C_p$  [31, 32, 47].

$$P_m = C_p \left( \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \right) = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p \quad (3.1)$$

$$C_p = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (3.2)$$

$$\lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (3.3) \quad \lambda = \frac{V_p}{V_w} = \frac{R_r \omega}{V_w} = \frac{R_r n_{gb} \omega_s (1-s)}{V_w} \quad (3.4)$$

donde  $V_p$  es la velocidad punta de las aspas,  $R_r$  es el radio del rotor,  $n_{gb}$  es la relación de caja de engranes,  $\omega_s$  es la velocidad síncrona,  $s$  es el deslizamiento del generador de inducción,  $\beta$  es el ángulo de inclinación de las aspas y las constantes  $c_1$  a  $c_9$  son parámetros de diseño de la turbina.

La Tabla 3-I muestra los parámetros típicos de una turbina eólica de velocidad variable de potencia nominal  $P_{nom} = 2$  [MW] [32]. En la tabla se describen algunas características físicas de la turbina, además de que se definen sus límites operativos de velocidad mecánica. Con estos parámetros, el desempeño de la turbina eólica puede analizarse ante variaciones en la velocidad de viento, velocidad angular y ángulo de inclinación de las aspas.

Tabla 3-I Parámetros de una turbina eólica de velocidad variable,  $P_{nom} = 2$  [MW]

Parámetro	Símbolo	Valor	Unidades
Potencia nominal	$P_{nom}$	2.00	[MW]
Radio del rotor	$R_r$	37.5	[m]
Relación de caja de cambios (DFIG)	$n_{gb}$	100	-
Densidad del aire	$\rho$	1.225	[kg/m <sup>3</sup> ]
Coefficiente 1	$c_1$	0.73	-
Coefficiente 2	$c_2$	151	-
Coefficiente 3	$c_3$	0.58	-
Coefficiente 4	$c_4$	0.002	-
Coefficiente 5	$c_5$	2.14	-
Coefficiente 6	$c_6$	13.2	-
Coefficiente 7	$c_7$	18.4	-
Coefficiente 8	$c_8$	-0.02	-
Coefficiente 9	$c_9$	-0.003	-
No. de polos	$\eta p$	4	
Velocidad angular mínima	$\omega_{min}$	0.6667	[p.u.]
Velocidad angular máxima	$\omega_{max}$	1.2667	[p.u.]
Velocidad de corte de entrada	$V_{w,cin}$	4	[m/s]
Velocidad de corte de salida	$V_{w,cout}$	25	[m/s]

Usando las expresiones (3.1) – (3.4) y los parámetros de la Tabla 3-I, se obtiene la curva de potencia del aerogenerador que se muestra en la Figura 3.1(a). Este análisis se realiza teniendo en cuenta las restricciones de la velocidad de corte de entrada  $V_{w,cin} = 4$  [m/s] y de salida  $V_{w,cout} = 25$  [m/s], ya que fuera de este rango las turbinas permanecen apagadas por motivos de seguridad. Se aprecia que cuando la turbina opera con  $V_w = V_{w,cin} = 4$  [m/s], la turbina entrega la potencia mínima  $P_{min}$ . De la velocidad de viento  $V_{w,cin}$  hasta  $V_{w,nom}$  se observa la curva de máxima extracción de potencia (MPT, por sus siglas en inglés), donde para cada  $V_w$  existe una velocidad angular  $\omega$  con la cual se puede extraer la máxima potencia de la turbina. Para velocidades de viento superiores a  $V_{w,nom}$  y hasta  $V_{w,cout}$  es necesario aplicar un control de ángulo de las aspas de tal forma que se pueda extraer la potencia máxima, o nominal, de la turbina y no rebasar sus límites operativos.

Por otro lado, la Figura 3.1(b) presenta seis curvas que ilustran el comportamiento del coeficiente de potencia  $C_p$  al variar el ángulo de inclinación de las aspas. Se observa la relación que guarda el ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  con la relación a la velocidad punta  $\lambda$ , la cual a su vez depende de la velocidad angular y la velocidad del viento, ver (3.2) – (3.4). Se observa que para cada una de estas curvas corresponde un valor de  $C_p$  máximo y un valor óptimo de  $\lambda$ , que corresponde una máxima extracción de potencia. De aquí se puede concluir que  $C_p$  se reduce conforme se incrementa el ángulo  $\beta$ , lo que limita la cantidad de potencia que entrega la turbina.

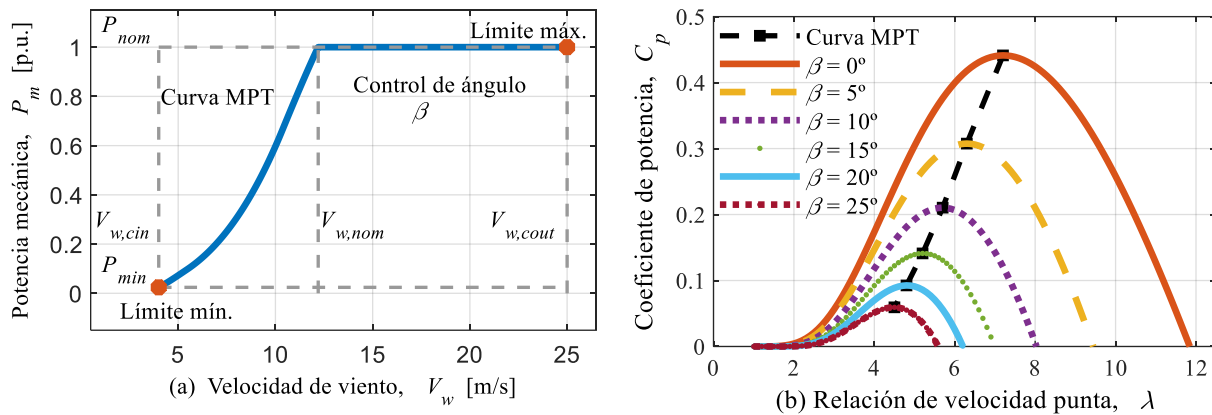


Figura 3.1 (a) Curva de potencia del aerogenerador, (b) Coeficiente de potencia  $C_p$  versus  $\lambda$  y  $\beta$

La Figura 3.2(a) muestra las curvas de potencia versus diferentes velocidades angulares  $\omega$ , para diferentes velocidades de viento. Estas curvas también se construyen con las expresiones (3.1) – (3.4) para la misma turbina de  $P_{nom} = 2$  [MW]. De la figura se concluye que existe un valor óptimo de velocidad angular  $\omega_{opt}$  en el cual se da la mayor extracción de potencia. Sin embargo, en velocidades de viento muy bajas, o muy altas, respecto de  $V_{w,nom}$  los valores se pueden encontrar fuera de los límites físicos de la máquina, indicados con la línea discontinua gris. Esto implica que, para estas velocidades de viento, el control del aerogenerador fija la velocidad mecánica  $\omega$  en valores de velocidad mínima  $\omega_{min}$  o máxima  $\omega_{max}$ , según corresponda. Cuando la velocidad de viento es tal que el control debe ajustar  $\omega = \omega_{max}$ , entonces el ángulo de inclinación de las aspas se incrementa hasta que se cumpla que  $P_m = P_{nom}$ , tal como se infiere de Figura 3.1(b). Este ajuste permite que se pueda extraer la mayor cantidad de potencia de la turbina sin violar las condiciones operativas de la misma, en cuanto a velocidad y potencia mecánicas.

Cuando se considera la participación de los aerogeneradores en el control primario de frecuencia, se requiere que la turbina eólica trabaje en un punto de operación subóptimo de la curva



MPT [33]. Al hacer esto, se asegura que el aerogenerador responda ante variaciones de demanda – generación del SEP suministrando más potencia. Esto se conoce como “deloading” o descarga de la turbina eólica [33]. La Figura 3.2(b) muestra las curvas  $P_m$  versus  $\omega$  de la turbina eólica para diversos ángulos de inclinación de las aspas  $\beta$ , y que opera a una velocidad de viento constante de  $V_w = 13$  [m/s]. Al variar  $\beta$  también lo hace  $P_m$ , permitiendo que se tenga una reserva de potencia que puede ser utilizada en caso de ser necesaria. Por lo que la turbina puede contar con una cantidad de potencia ( $P_{m0} - P_{m1}$ ) cuando ocurre una caída de frecuencia en el SEP o reducir su potencia en el caso que la frecuencia aumente ( $P_{m2} - P_{m1}$ ).

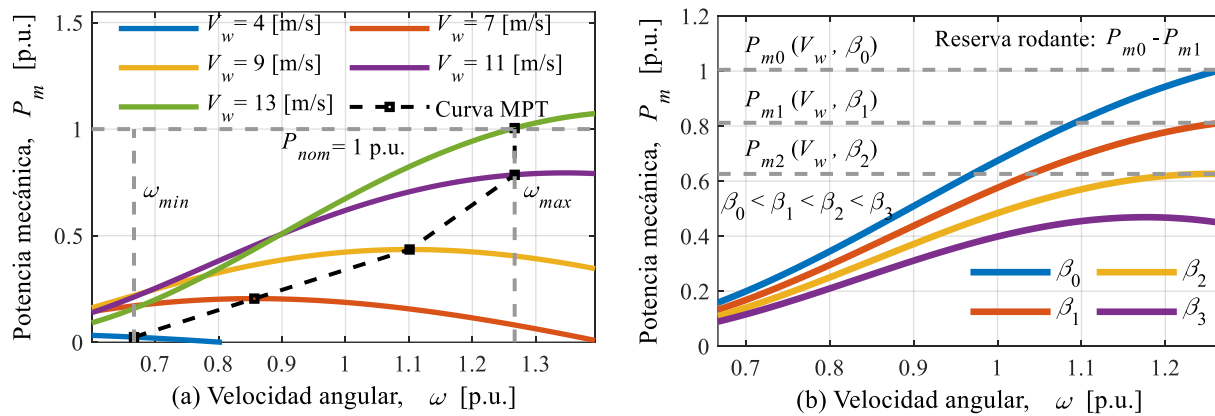


Figura 3.2 (a) Curvas de  $P_m$  versus  $\omega$  para diferentes  $V_w$ , (b) Curvas de descarga de una turbina eólica operando a  $V_w = 13$  [m/s]

### 3.2.1. Regulación de potencia/frecuencia

Uno de los objetivos de un SEP es mantener la frecuencia dentro de los límites establecidos de seguridad, con el fin de evitar daños en las máquinas rotatorias y afectaciones a los usuarios. La operación segura de la red es imposible a menos que la frecuencia del sistema se mantenga dentro de límites estrictos, lo cual se caracteriza por el equilibrio carga – generación. Por lo que las unidades conectadas a la red deben ser capaces de seguir las variaciones de carga mediante el ajuste de la potencia mecánica de sus turbinas, tarea que se lleva a cabo normalmente por centrales eléctricas convencionales, es decir, centrales termoeléctricas e hidroeléctricas [33]. La mayoría de las plantas convencionales tienen dos lazos de control: (i) regulador automático de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés) que permite controlar la magnitud de la tensión eléctrica y, (ii) control automático de carga/frecuencia (ALFC, por sus siglas en inglés) que regula la salida de potencia y la frecuencia del generador [39]. A su vez, el ALFC se compone de dos lazos de control,

denominados primario y secundario. El lazo primario responde relativamente rápido, de una a decenas de segundos, interactuando con el gobernador de velocidad que controla la velocidad y posición de la válvula de la turbina, con la intención de seguir los cambios de carga del SEP. Mientras que el lazo secundario realiza un ajuste fino de la frecuencia, en el orden de los minutos.

La Figura 3.3(a) muestra un diagrama simplificado del ALFC para plantas convencionales. Se observa que al modificar la posición de la válvula piloto de control cambia la cantidad de fluido que alimenta a la turbina, variando con ello la potencia mecánica que desarrolla. Por otro lado, la Figura 3.3(b) presenta el diagrama de bloques del controlador del ángulo de inclinación de una turbina eólica. De acuerdo con lo discutido en la Sección 3.2, al modificar el ángulo de inclinación de las aspas de la turbina, la potencia mecánica cambia. De estos dos esquemáticos, se puede observar un símil entre la posición de la válvula en las unidades convencionales y el ángulo de inclinación de las aspas en las turbinas eólicas.

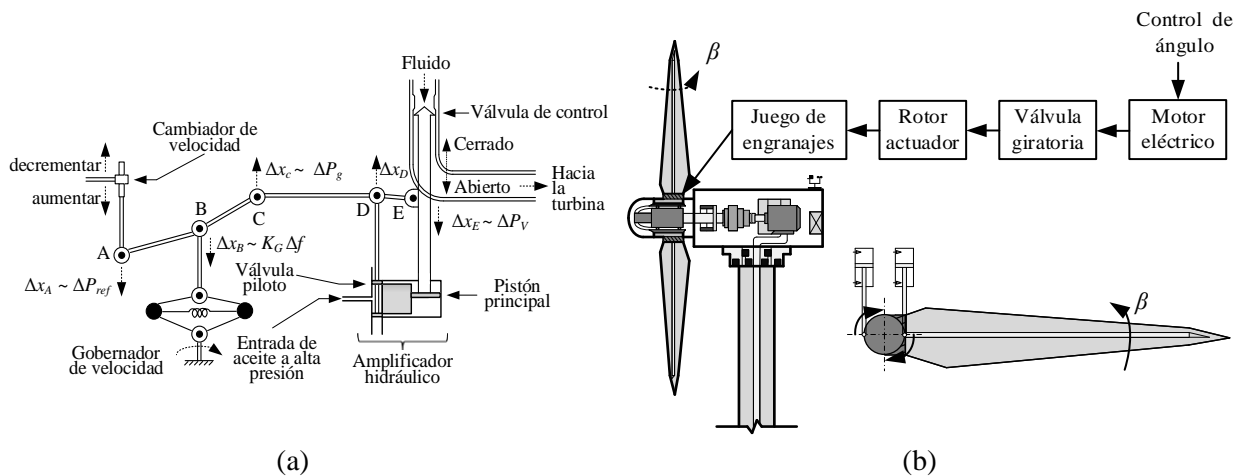


Figura 3.3 (a) Diagrama simplificado del control primario y secundario de plantas convencionales [39],  
 (b) Control del ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  de una turbina eólica

De acuerdo con lo anterior, la Figura 3.4 muestra el bloque de control que representa la respuesta del gobernador de velocidad en estado estacionario de una planta convencional. En esta representación, el parámetro  $K = R^{-1}$  es la ganancia efectiva del sistema de control de velocidad, donde  $R$  [Hz/MW] es la *constante de regulación*, también conocida como *estatismo*, que sirve para representar la relación lineal y constante que existe entre la posición de la válvula y la potencia mecánica de la turbina. En contraste, la Figura 3.5 muestra un control genérico de una turbina eólica que permite dar soporte de frecuencia al SEP. Este control actúa sobre los cambios de

frecuencia del sistema, variando el ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  [33]. Sin embargo, la determinación de la característica de regulación o estatismo  $R_t$  de un aerogenerador de velocidad variable difiere del método utilizado para las centrales convencionales. Debido a que la ganancia  $K_\beta$  [°/Hz], mostrada en la Figura 3.5, representa el cambio del ángulo de inclinación de las aspas a medida que cambia la frecuencia eléctrica,  $K_\beta$  no puede tomarse como la ganancia efectiva del sistema de control de velocidad equivalente de la turbina eólica. Por ende, es importante entender cómo el cambio del ángulo de inclinación  $\beta$  afecta la potencia mecánica  $P_m$  de la turbina eólica, esto de acuerdo con su punto de operación, es decir, de acuerdo con su velocidad de viento.

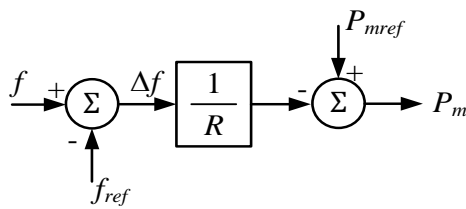


Figura 3.4 Modelo de gobernador de velocidad equivalente en estado estacionario [33]

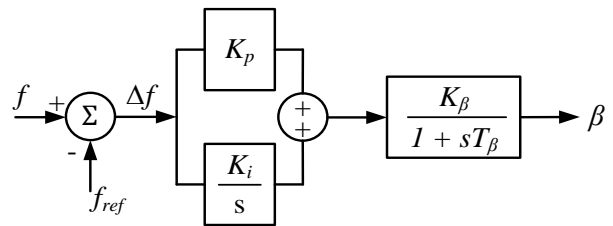


Figura 3.5 Controlador genérico de aerogenerador para soporte de frecuencia [33]

El cambio de la potencia de la turbina con respecto al ángulo de inclinación de las aspas no es constante y varía en función del punto de operación del aerogenerador, es decir, de acuerdo con la velocidad del viento  $V_w$  y la velocidad angular  $\omega_{opt}$ . Esto se demuestra en la Figura 3.6 donde se presenta una serie de gráficas,  $P_m$  vs  $\beta$ , mientras se mantienen fijas las velocidades  $V_w$  y  $\omega_{opt}$ . Se observa que, para velocidades cercanas a la nominal,  $V_w = 13$  [m/s], la pendiente de las rectas  $\partial P_m / \partial \beta$  difiere poco entre sí. Sin embargo, para velocidades bajas, cercanas a  $V_w = 6$  [m/s], la pendiente cambia considerablemente. En general, se concluye que la pendiente  $\partial P_m / \partial \beta$ , que representa el cambio en la potencia mecánica con respecto al ángulo de las aspas, es diferente para cada velocidad de viento. Y por extensión, la característica de regulación de las turbinas eólicas no es constante, sino que depende del punto de operación del aerogenerador [33].

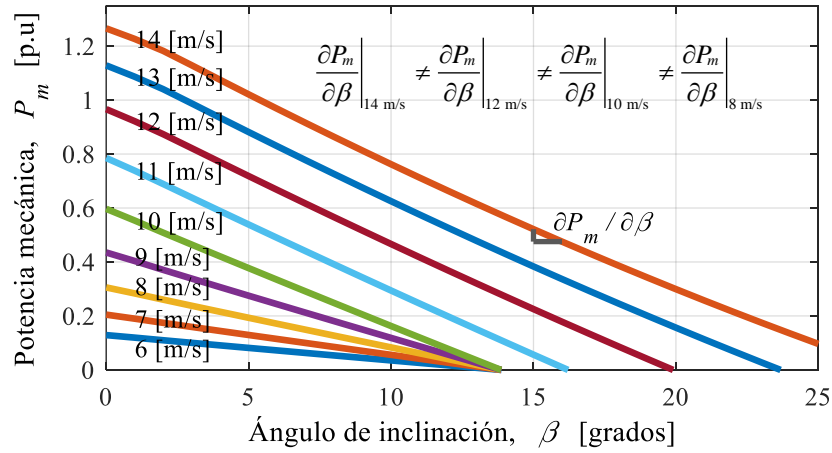


Figura 3.6 Curvas de potencia vs ángulo de inclinación de las aspas

Para determinar la característica de regulación de una turbina eólica se deben realizar algunas consideraciones además de la ganancia  $K_\beta$ . Es decir, debe tomarse en cuenta el cambio de la potencia mecánica respecto del ángulo de inclinación, como se muestra en la expresión (3.5). Es importante notar que el producto de  $K_\beta$  [°/Hz] y  $\partial P_m / \partial \beta$  [MW/°] resulta en  $K_t$  [MW/Hz], que es precisamente el inverso de la regulación de la turbina eólica  $R_t$  [Hz/MW]. Con esto, la característica de regulación de la turbina eólica tiene las mismas unidades que el estatismo de las plantas convencionales. La evaluación numérica de  $\partial P_m / \partial \beta$  en  $(V_w, \omega_{opt})$  se puede realizar usando (3.6), misma que se presenta detalladamente en (3.1) – (3.4).

$$K_t = \frac{1}{R_t} = K_\beta \left. \frac{\partial P_m}{\partial \beta} \right|_{(V_w, \omega_{opt})} \quad (3.5)$$

$$P_m = 0.5 \rho C_p(\lambda, \beta) A V_w^3 \quad (3.6)$$

La Figura 3.7 muestra el modelo equivalente del regulador de velocidad en estado estacionario del aerogenerador de velocidad variable, de acuerdo con lo discutido previamente. Note que este modelo es similar al utilizado para centrales convencionales, sin embargo, debe enfatizarse que para cada  $V_w$  y  $\omega_{opt}$ , habrá un valor diferente de estatismo de la turbina eólica  $R_t$ . Implícitamente, el error entre los valores de la frecuencia  $f$  y de referencia  $f_{ref}$  lleva a las aspas de la turbina eólica a una nueva posición, es decir, a un cambio en la potencia mecánica que está gobernado por  $R_t$ , cuyo valor a su vez depende de  $K_\beta$  y  $\partial P_m / \partial \beta$ .

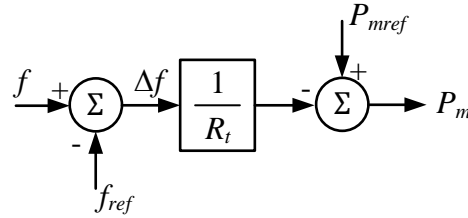


Figura 3.7 Modelo equivalente de gobernador de velocidad para una turbina de velocidad variable [33]

El modelo presentado en (3.5) y Figura 3.7 fue validado de manera dinámica en [33]. Los resultados obtenidos presentan la participación de los parques eólicos en la mitigación de las desviaciones de frecuencia del SEP, demostrando que este es adecuado para calcular la regulación de frecuencia equivalente. Además, se muestra que la velocidad de respuesta de los aerogeneradores no es igual a pesar de ser descargados a una misma reserva rodante, lo cual se debe a lo que se discutió anteriormente con respecto de las pendientes  $\partial P_m / \partial \beta$ .

### 3.2.2. Característica de regulación $R$ y reservas rodantes $SR$ en parques eólicos

Para considerar la participación de parques eólicos en los servicios de regulación y reservas rodantes del SEP, se asume que las turbinas que los conforman operan descargadas para poder cumplir con tales requerimientos. Además, se debe tomar en cuenta el efecto de estela presente en los parques eólicos, ya que este fenómeno afecta la operación individual de las turbinas. El Apéndice A.3 presenta información importante acerca del efecto de estela en parques eólicos. En este sentido, debe considerarse existe un decaimiento en la velocidad de viento que reciben las turbinas dentro del parque. Por lo tanto, la obligación de cumplir con los requerimientos de regulación y reservas rodantes se debe repartir entre las turbinas de acuerdo con su punto de operación en términos de la velocidad de viento disponible.

La Figura 3.8 muestra un parque eólico conectado a la red en el nodo  $k$  a través de un enlace VSC-HVDC punto a punto, con las consideraciones realizadas en la Figura 2.4, Sección 2.2.3. El parque eólico está integrado por  $nt$  turbinas, que pueden tener una velocidad de viento distinta entre sí. Se considera que las turbinas cuentan con el control del ángulo de las aspas, es decir, para el cálculo de la regulación se considera el modelo presentado en la Sección 3.2.1. Cada una de las turbinas entrega una potencia mecánica  $P_m$  y debe cumplir con restricciones individuales relativas a la reserva rodante  $SR_t$  y estatismo  $R_t$ . En tanto que, para el parque eólico en su conjunto, la potencia total entregada  $P_{wf}$  corresponde a la sumatoria de todas las potencias de las turbinas,

asegurando simultáneamente una reserva rodante  $SR_{wf}$  y regulación equivalente  $R_{wf}$ , de acuerdo con lo estipulado en el código de red. Es importante mencionar que el modelo del parque que se desarrolla en esta tesis no considera las pérdidas del sistema colector, las cuales pueden representar anualmente entre el 7.42 [%] y 7.65 [%] de la energía producida por el parque eólico [48].

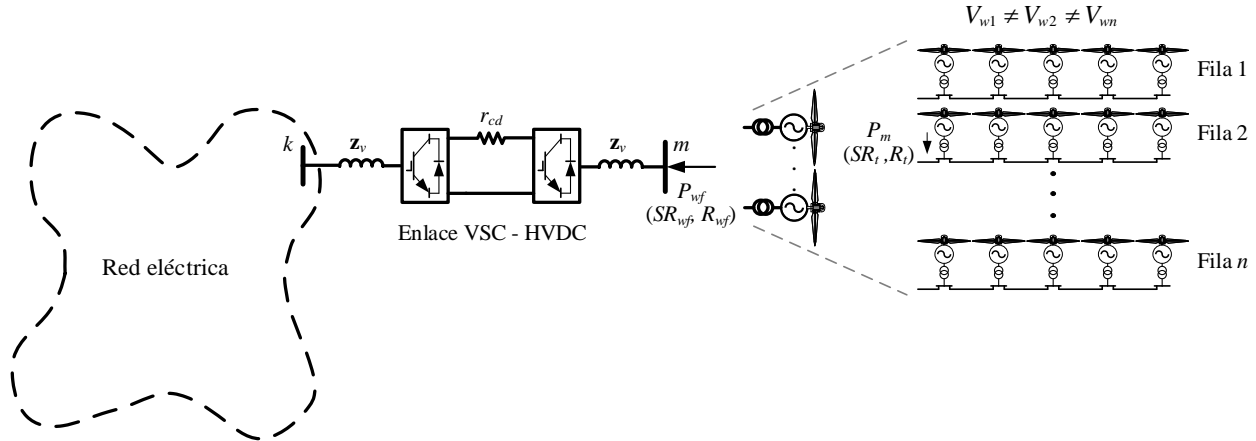


Figura 3.8 Sistema de potencia con un parque eólico conectado en el nodo  $k$

#### - Restricciones operativas de las turbinas eólicas

Para calcular la reserva rodante individual de la turbina  $SR_t$ , se considera su potencia óptima y la potencia que entrega a la red, esto de acuerdo con (3.7).

$$SR_t = 1 - P_m / P_m^{opt} \quad (3.7)$$

donde  $P_m^{opt}$  es la potencia óptima disponible de la turbina (de la curva MPT) de acuerdo con las condiciones de viento actuales y  $P_m$  es la potencia mecánica del aerogenerador que resulta de la descarga de la turbina. Ambas potencias pueden obtenerse usando (3.1) – (3.4).

La reserva rodante de la turbina  $SR_t$  debe respetar una restricción máxima y mínima, como se muestra en (3.8). El objetivo de esta restricción es que se garantice que la turbina eólica entregue un mínimo de reserva rodante evitando una descarga excesiva en el caso de que otra turbina del parque eólico no pueda tener reservas debido a velocidad de viento baja cercana a la de corte  $V_{w,cin}$ .

$$SR_t^{\min} \leq SR_t \leq SR_t^{\max} \quad (3.8)$$

donde  $SR_t^{\max}$  y  $SR_t^{\min}$  son las restricciones máxima y mínima de reserva rodante para la turbina, respectivamente.

Por otro lado, la característica de regulación de la turbina  $R_t$  se calcula con (3.9), como se explicó en la Sección 3.2.1. La expresión (3.10) representa la restricción máxima y mínima que debe respetar la característica de regulación de acuerdo con los códigos de red del SEP. Además, se deben establecer los límites máximo y mínimo de la ganancia  $K_\beta$ , como se muestra en (3.11).

$$R_t = \left( K_\beta \frac{\partial P_m}{\partial \beta} \Big|_{(V_w, \omega_{opt})} \right)^{-1} \quad (3.9)$$

$$R_t^{\min} \leq R_t \leq R_t^{\max} \quad (3.10)$$

$$K_\beta^{\min} \leq K_\beta \leq K_\beta^{\max} \quad (3.11)$$

donde  $R_t^{\max}$  y  $R_t^{\min}$  representan los límites máximo y mínimo de regulación, respectivamente, mientras que  $K_\beta^{\max}$  y  $K_\beta^{\min}$  son los límites máximo y mínimo de la ganancia  $K_\beta$ , respectivamente.

#### - *Restricciones operativas del parque eólico*

La expresión (3.12) muestra el cálculo de la potencia óptima disponible del parque eólico  $P_{wf}^{opt}$  y la potencia  $P_{wf}$  que el parque eólico entrega al SEP considerando la reserva rodante. Para calcular la reserva rodante del parque eólico  $SR_{wf}$  se utiliza (3.13) que relaciona la potencia óptima  $P_{wf}^{opt}$  y la que entrega al sistema  $P_{wf}$ . Además, esta reserva rodante debe cumplir con un requerimiento mínimo, como se muestra en (3.14).

$$P_{wf}^{opt} = \sum_{i=1}^{nt} P_{mi}^{opt}, \quad P_{wf} = \sum_{i=1}^{nt} P_{mi} \quad (3.12)$$

$$SR_{wf} = 1 - P_{wf} / P_{wf}^{opt} \quad (3.13)$$

$$SR_{wf} \geq SR_{wf}^{\min} \quad (3.14)$$

donde  $SR_{wf}^{\min}$  es el requerimiento mínimo de reserva rodante del parque eólico. La ecuación (3.14) es entendible si se recuerda que el SCED busca minimizar el costo de generación de las unidades convencionales, y debido a que los parques eólicos tienen un costo cero asociado, el modelo de optimización intentará maximizar la potencia entregada por el parque eólico, con la menor reserva de potencia posible. Por ello, únicamente se considera esta restricción mínima de reserva rodante.

Por otro lado, la característica de regulación del parque eólico  $R_{wf}$  es igual a la sumatoria de la regulación  $R_t$  de las turbinas que lo integran, como se muestra en (3.15). Esta regulación debe estar dentro de un rango definido por el operador del SEP, como se indica en la expresión (3.16).

$$R_{wf} = \sum_{i=1}^{nt} R_{ti} \quad (3.15)$$

$$R_{wf}^{\min} \leq R_{wf} \leq R_{wf}^{\max} \quad (3.16)$$

donde  $R_{wf}^{\max}$  y  $R_{wf}^{\min}$  son los requerimientos máximo y mínimo de regulación, respectivamente, para el parque eólico, mismos que se establecen en el código de red.

A continuación, se retoma el modelo del SCED desarrollado en el Capítulo 2, Sección 2.4.2, para incluir parques eólicos con sus restricciones de reservas rodantes y regulación, que pueden conectarse al SEP mediante enlaces de CA o HVDC modelados con factores de participación nodal.

### 3.3. Modelo propuesto de SCED con parques eólicos

El modelo propuesto de SCED permite una representación integral de los parques eólicos considerando las condiciones operativas de las turbinas que lo conforman. Estos parques eólicos se integran a la red mediante enlaces de CA o VSC-HVDC. Además, tienen la obligación de participar en los servicios del control primario de frecuencia, por lo que se retoman las ecuaciones individuales para las turbinas y para el parque eólico en su conjunto, ver Sección 3.2.2.

El modelo del SCED queda definido por (3.17) – (3.39). La función objetivo (3.17) permite minimizar los costos de producción de las unidades térmicas, la cual está sujeta a las restricciones (3.18) – (3.39). Note que aquí se retoman las restricciones utilizadas por el modelo de SCED planteado en la Sección 2.4.2, (3.18) – (3.29), recordando que este se caracteriza por una sola ecuación global de balance de potencia gracias al uso de los factores de participación nodal (3.18) donde ahora se considera la potencia generada por los parques eólicos.

Por otro lado, las expresiones (3.30) – (3.34) representan las restricciones de reservas rodantes de las turbinas  $SR_t$  y del parque eólico  $SR_{wf}$ . Para el cálculo de la regulación de las turbinas  $R_t$  se emplea (3.35) que debe estar dentro de los límites señalados por (3.36). Además, la ganancia  $K_\beta$  también debe respetar la restricción (3.37). En el caso del parque eólico, la característica de regulación  $R_{wf}$  (3.38) debe respetar los límites presentados en (3.39), mismos que están



relacionados con lo que se establece en el código de red. Las variables de decisión de este problema son  $P_g$ ,  $SR_t$  y  $K_\beta$  mientras que las restricciones de desigualdad son  $4ng + 2nl + 6ncd + 6nt + 3wf$ , donde  $nt$  es el número de aerogeneradores y  $wf$  es el número de parques eólicos.

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{ng} CG_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \right] \quad (3.17)$$

Sujeto a:

$$\sum_{i=1}^{ng} P_{gi} + \sum_{i=1}^{wf} P_{wfi} = \sum_{i=1}^{nd} P_{di} + \sum_{km \in \Omega} P_{km,ad} \quad (3.18) \quad SR_{tj} = P_{mj}^{opt} - P_{mj} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (3.30)$$

$$\mathbf{P}_{km,ad} = \mathbf{SF}(\mathbf{P}_g - \mathbf{P}_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}_{ad} \quad (3.19) \quad SR_{tj}^{\min} \leq SR_{tj} \leq SR_{tj}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (3.31)$$

$$P_{km}^{loss} = \left( \frac{g_{km}}{b_{km}^2} \right) P_{km}^2 \quad (3.20) \quad P_{wfp} = \sum_{i=1}^{nt} P_{mi} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (3.32)$$

$$P_{vsc}^{loss} = \left( \frac{g_{vsc}}{b_{vsc}^2} \right) P_{vsc}^2 \quad (3.21) \quad SR_{wfp} = 1 - P_{wfp} / P_{wfp}^{opt} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (3.33)$$

$$P_{cd}^{loss} = r_{cd} P_{km}^2 \quad (3.22) \quad SR_{wfp} \geq SR_{wfp}^{\min} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (3.34)$$

$$\mathbf{P}'_d = \mathbf{P}_d + \sum_{km \in \delta} 0.5(P_{km,ad}^{loss}) \quad (3.23) \quad R_{tj} = \left( K_{\beta j} \frac{\partial P_{mj}}{\partial \beta_j} \Big|_{(V_{wj}, \omega_{optj})} \right)^{-1} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (3.35)$$

$$\mathbf{P}'_{km,ad} = \mathbf{SF}(\mathbf{P}_g - \mathbf{P}'_d) = \mathbf{SF} \mathbf{P}'_{ad} \quad (3.24) \quad R_{tj}^{\min} \leq R_{tj} \leq R_{tj}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (3.36)$$

$$-P_{km}^{\max} \leq P'_{km,ad} \leq P_{km}^{\max} \quad km \in \mathbb{Z}_{\{nl, ncd\}} \quad (3.25) \quad K_{\beta j}^{\min} \leq K_{\beta j} \leq K_{\beta j}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (3.37)$$

$$P_{gi}(1 + SR_{gi}) \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (3.26) \quad R_{wfp} = \sum_{i=1}^{nt} R_{ti} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (3.38)$$

$$P_{gi}(1 - SR_{gi}) \geq P_{gi}^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (3.27) \quad R_{wfp}^{\min} \leq R_{wfp} \leq R_{wfp}^{\max} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (3.39)$$

$$P_{gi} - P_{gi}^0 \leq R_{gi}^U \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (3.28)$$

$$P_{gi}^0 - P_{gi} \leq R_{gi}^D \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (3.29)$$

La Figura 3.9 muestra el proceso de simulación del modelo propuesto de SCED con parques eólicos. Los datos de entrada son: (i) parámetros de los generadores, (ii) modelo de la red, (iii) parámetros de demanda y, (iv) parámetros del parque eólico. Una vez que se resuelve la función objetivo del problema, considerando las restricciones impuestas, se obtienen los valores de las variables de decisión:  $P_g$ ,  $R_t$  y  $K_\beta$ . Posteriormente, con las variables de decisión se obtienen los datos de salida del SCED: las potencias de los generadores y los parques eólicos, las reservas y regulación equivalentes del parque eólico, así como el costo de generación, el precio marginal global del SEP y los flujos de potencia.

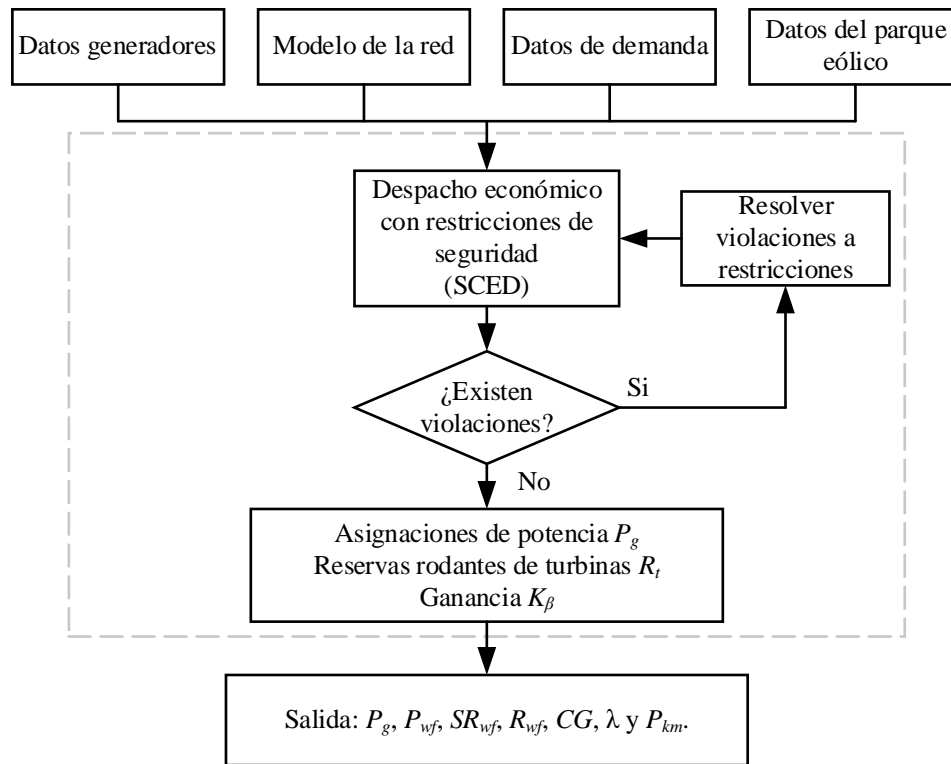


Figura 3.9 Proceso de simulación del modelo propuesto de SCED

# Capítulo 4

## Casos de estudio

### 4.1. Introducción

Este capítulo presenta casos de estudio usando el modelo propuesto de SCED aplicado a SEP que incorporan parques eólicos con su participación en el control primario de frecuencia, cuyo objetivo es mostrar que la formulación desarrollada permite garantizar el cumplimiento del código de red. En el primer caso de estudio se compara el modelo nuevo de SCED desarrollado en este trabajo de tesis, en cuanto a exactitud y desempeño computacional, contra un modelo de OPF con restricciones de seguridad (SCOPF), el cual se describe en el Apéndice B. Para ello, se emplea un SEP formado por una red de transmisión de cinco nodos, con dos plantas de generación convencionales y un parque eólico directamente conectado a la red. En el segundo caso se estudia un SEP de mayor tamaño, formado por 4 áreas de CA interconectadas entre sí, con 10 plantas de generación despachables y 1 parque eólico en cada una de ellas, de diferentes capacidades y características de operación. De estos 4 parques eólicos, 2 se conectan a la red mediante enlaces de CA y 2 mediante enlaces VSC-HVDC punto a punto. En ambos casos, se realizan análisis de 1 [hr] en periodos de 5 [min], considerando variaciones en la demanda y el viento de los parques eólicos.

Los modelos de optimización planteados en esta tesis fueron codificados en la plataforma de Matlab, empleando el toolbox de optimización con la función “fmincon”, y resueltos con una PC Intel Core i7, 2.60-GHz, 16 GB de RAM y sistema operativo Windows 10 de 64 bits.

### 4.2. Caso 1: Sistema de potencia del IEEE de 5 nodos con un parque eólico

La Figura 4.1 muestra el sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos, ampliamente usado en círculos académicos para diferentes estudios de SEP [49]. Esta red se modifica al integrar un parque eólico con una capacidad nominal de 50 [MW], conectado directamente al nodo 5, y el cual se compone de 25 aerogeneradores de velocidad variable de  $P_{nom} = 2$  [MW], distribuidos en 5 filas de diferente velocidad de viento y con 5 turbinas cada una. Los parámetros de estas turbinas eólicas se encuentran en la Tabla 3-I de la Sección 3.2. Se asume que el SEP tiene dos plantas térmicas despachables en los nodos 1 y 2, cuyos parámetros se presentan en la Tabla 4-I. El sistema cuenta con 7 líneas de transmisión y sus parámetros se muestran en la Tabla 4-II. Además, la demanda nominal del sistema de potencia es  $P_d = 165$  [MW] y  $Q_d = 40$  [MVAR], donde las demandas nodales en [p.u.] se presentan en la Tabla 4-III, para una base de 100 [MVA].

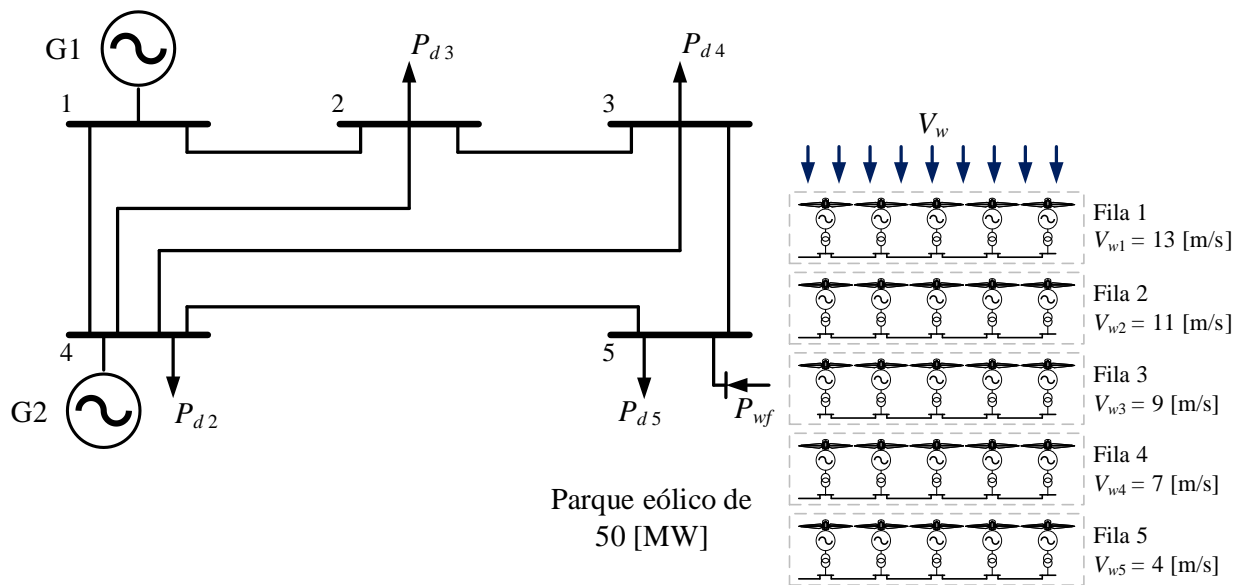


Figura 4.1 Sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos incluyendo un parque eólico de 50 [MW]

Tabla 4-I Parámetros de los generadores del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos

Generador	Nodo	$a$ [\$/hr]	$b$ [\$/MWhr]	$c$ [\$/MW <sup>2</sup> hr]	$P_g^{max}$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]	$SR_g$ [%]	$R_g^U$ [MW/hr]	$R_g^D$ [MW/hr]
G1	1	78	8.0	0.005	150	20	5	50	75
G2	2	310	7.8	0.002	150	20	5	50	75

Tabla 4-II Parámetros de las líneas de transmisión del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos

Línea	Desde	Hacia	$r$ [p.u.]	$x$ [p.u.]	$g_{sh}$ [p.u.]	$b_{sh}$ [p.u.]	$P_{km}^{max}$ [p.u.]
1	1	2	0.02	0.06	0.0	0.06	1.0
2	1	3	0.08	0.24	0.0	0.05	1.0
3	2	3	0.06	0.18	0.0	0.04	1.0
4	2	4	0.06	0.18	0.0	0.04	1.0
5	2	5	0.04	0.12	0.0	0.03	1.0
6	3	4	0.01	0.03	0.0	0.02	1.0
7	4	5	0.02	0.24	0.0	0.05	1.0

Tabla 4-III Demanda nodal del sistema de pruebas del IEEE de 5 nodos

Nodo	1	2	3	4	5	Total
$P_d$ [p.u.]	0.0	0.20	0.45	0.40	0.60	1.65
$Q_d$ [p.u.]	0.0	0.10	0.15	0.05	0.10	0.40

La Tabla 4-IV muestra los requerimientos de regulación y reservas rodantes para las turbinas y el parque eólico. Lo anterior, considerando que las turbinas que operan descargadas  $SR_t$  lo realicen en un intervalo del 5 – 10 [%], mientras que su característica de regulación  $R_t$  debe estar entre 3 – 8 [%]. Además, la ganancia  $K_\beta$  debe estar en valores de 0.1 – 10 [°/Hz]. Mientras que, para el parque eólico en su conjunto, se considera que la reserva rodante debe ser de al menos  $SR_{wf} = 5$  [%] mientras que la regulación equivalente  $R_{wf}$  debe estar entre 3 – 8 [%]. Estos requerimientos de reservas y regulación del parque eólico se toman del Código de Red de México [29].

Tabla 4-IV Parámetros del parque eólico relativos al cumplimiento del código de red

Nodo	$SR_t^{min}$ [%]	$SR_t^{max}$ [%]	$SR_{wf}^{min}$ [%]	$R_t^{min}$ [%]	$R_t^{max}$ [%]	$K_\beta^{min}$ [°/Hz]	$K_\beta^{max}$ [°/Hz]	$R_{wf}^{min}$ [%]	$R_{wf}^{max}$ [%]
5	5	10	5	3	8	0.1	10	3	8

Para este caso de estudio se asume que el operador de la red desea llevar a cabo el estudio del SCED en un horizonte de tiempo de 1 [hr] considerando intervalos de 5 [min], lo que implica resolver el problema para 12 periodos en total. En este sentido, la demanda  $P_d$  del SEP tiene el comportamiento que muestra la Figura 4.2, cuyas variaciones normalizadas en [p.u.] aplican en la misma proporción a todas las demandas nodales de la red que se reportan en la Tabla 4-III. De esta manera, sabiendo que la demanda nominal del SEP es 165 [MW], la demanda en el periodo 1 es  $P_d = 151.80$  [MW] teniendo una tendencia creciente hasta el periodo 12 donde llega hasta  $P_d =$

169.95 [MW]. Sin embargo, existen periodos donde  $P_d$  se reduce respecto al periodo anterior, por ejemplo, en el periodo 2 donde  $P_d = 150.15$  [MW].

Dado que el horizonte de operación del SCED es de 1 [hr] solamente, es de esperar que las variaciones en la demanda del SEP no sean tan grandes; por ejemplo, en el caso de México, las variaciones horarias de la demanda en un día típico son de 2 [%] aproximadamente. Además, se debe tener en cuenta que el intervalo de tiempo de despacho utilizado en el problema es de 5 [min], como se mencionó con anterioridad. Y en este sentido, los parámetros de los generadores mostrados en la Tabla 4-I deben ajustarse apropiadamente. Por consiguiente, la curva de costos de G1 es  $CG_1 = 6.5 + 0.6667P_{g1} + 0.0004P_{g1}^2$ , mientras que para G2 es  $CG_2 = 25.8333 + 0.6500P_{g2} + 0.0002P_{g2}^2$ . Las rampas de subida y bajada para ambas unidades son  $R_g^U = 4.16$  [MW/5min] y  $R_g^D = 6.25$  [MW/5min], respectivamente.

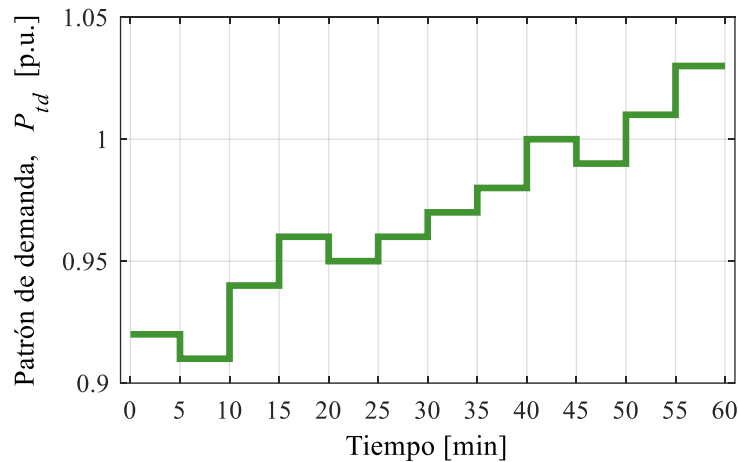


Figura 4.2 Curva de demanda normalizada para 12 periodos

La Figura 4.1 muestra la velocidad de viento normalizada que reciben las turbinas según la fila en la que se encuentren, recordando que son 5 filas con 5 turbinas en cada una de ellas. Se considera que la velocidad de viento decae conforme se desplaza a través del parque eólico, por lo que  $V_{w1} > V_{w5}$ . Con esta información en mente, la Figura 4.3(a) muestra el patrón de velocidad del viento  $P_{tv}$  del parque eólico para el periodo de análisis. Note que el  $P_{tv} = 1.08$  [p.u.] al inicio y decae hasta  $P_{tv} = 0.94$  [p.u.] en el periodo 4, para después tener un valor máximo de  $P_{tv} = 1.14$  [p.u.] en el periodo 12, destacando los periodos 3 y 6 donde el valor es de  $P_{tv} = 1.00$  [p.u.]. Específicamente,  $P_{tv}$  indica la variación de  $V_w$  de cada fila con respecto a la velocidad nominal. Por ejemplo, para las turbinas de la fila 1, periodo 1:  $V_{w1} = 1.08$  [p.u.] x 13 [m/s] = 14.04 [m/s].

Siguiendo esta idea, la Figura 4.3(b) muestra a detalle la curva de viento para las turbinas eólicas de la fila 5, así como la velocidad de corte de entrada de  $V_{w,cin} = 4$  [m/s]. Como se explicó en la Sección 3.2,  $V_{w,cin}$  representa la velocidad mínima a la que una turbina puede operar. Y fuera de este rango el aerogenerador permanece apagado, sin posibilidad de aportar potencia ni reserva rodante por obvias razones. Un ejemplo de esta situación se da en el periodo 4 donde  $V_{w5} < V_{w,cin}$ , por lo que las turbinas de esta fila 5 estarían apagadas. Por otro lado, note que en los periodos 3 y 6, las turbinas de la fila 5 pueden entregar potencia mas no reservas porque  $V_{w5} = V_{w,cin} = 4$  [m/s]. Y bajo esta condición, se esperaría que el resto de las turbinas aumenten sus reservas para poder cumplir con el requerimiento global del parque eólico, como se discute en la siguiente sección.

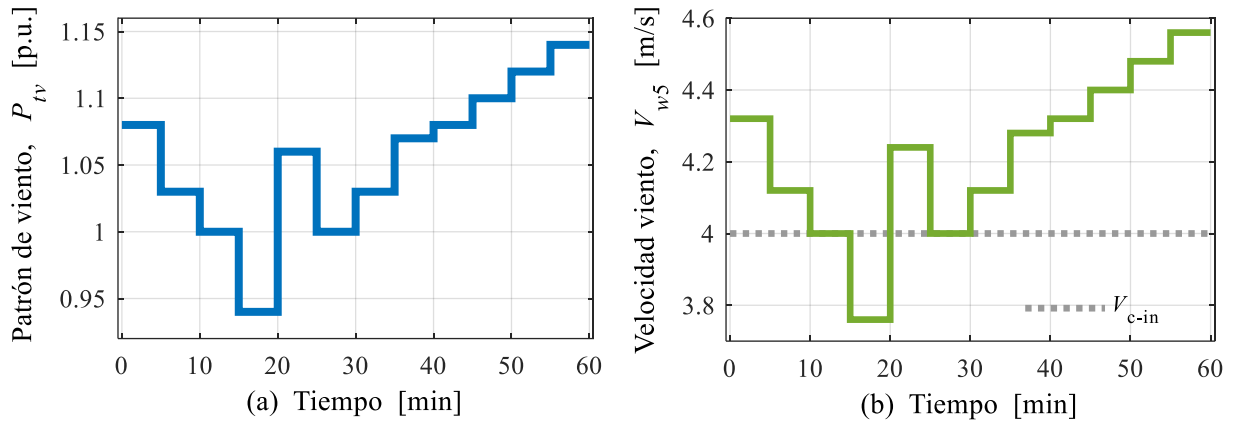


Figura 4.3 (a) Patrón de viento en el parque eólico, (b) curva de viento en fila 5

#### 4.2.1. Validación del modelo propuesto de SCED vs modelo de SCOPF

El modelo de SCED con parques eólicos desarrollado en esta tesis, y que se detalla en la Sección 3.3, se compara contra el modelo de SCOPF descrito en el Apéndice B, esto de acuerdo con las condiciones paramétricas y operativas descritas para el SEP de 5 nodos mostrado en la Figura 4.1. Debe enfatizarse que ambas formulaciones tienen propósitos de aplicación diferentes y se caracterizan por atacar el problema de optimización de manera fundamentalmente diferente. Sin embargo, la comparación entre ambas formulaciones permitirá dar confianza en los resultados obtenidos por el SCED, sabiendo que con él sólo se observan potencias activas de generación y flujos en líneas. En contraste, la formulación SCOPF sí considera el efecto de los voltajes nodales y flujos de potencia reactiva en el SEP.

La Tabla 4-V presenta una comparación cualitativa de las principales características del SCOPF y SCED, las cuales aplican a la solución de SEP con parques eólicos y red de transmisión

de CA únicamente, como lo es el caso del SEP bajo análisis descrito en la sección previa. Las variables de decisión de ambos modelos son  $P_g$ ,  $SR_t$  y  $K_\beta$ . Mientras se destaca que, el balance global del modelo de SCED emplea una sola ecuación, a diferencia de los  $2n$  balances nodales de potencia activa y reactiva utilizados por el SCOPF. Las restricciones de desigualdad, por otro lado, son  $4ng + 2nl + 6t + 3wf$  para el modelo de SCED, mientras que para el modelo de SCOPF el número de restricciones son  $6ng + 4n + 2nl + 6t + 3wf$ . Esta diferencia se debe a que el SCED cuenta con menos variables de control, lo que lo convierte en una herramienta más simple y que demanda una menor cantidad de recursos computacionales.

Tabla 4-V Comparación de características entre SCOPF y SCED

No.	Característica	SCOPF	SCED
1	Balace de potencia	Nodal ( $P$ y $Q$ )	Global ( $P$ )
2	Variables de decisión	$P_g, SR_t, K_\beta$	$P_g, SR_t, K_\beta$
3	Variables de control	$Q_g$ $V_i$ $\theta_i$ $P_{km}$	$R_t$ $SR_{wf}$ $R_{wf}$
4	Restricciones de igualdad	$2n$	1
5	Restricciones de desigualdad	$6ng + 4n + 2nl + 6t + 3wf$	$4ng + 2nl + 6t + 3wf$

$ng$ : número de generadores;  $n$ : número de nodos,  $nl$ : número de líneas,  $t$ : número de turbinas eólicas,  $wf$ : número de parques eólicos.

- ***Sobre las potencias de generación y los precios marginales nodales***

Con las condiciones operativas previamente descritas, se resuelve el modelo del SCED para el SEP con el parque eólico incluido, y para todos los intervalos del horizonte de operación. La comparación cuantitativa entre modelos, SCOPF vs SCED, se presenta a continuación. Inicialmente, la Figura 4.4 muestra las potencias despachadas por los generadores, la potencia eólica y los precios marginales nodales del SEP. Las Figuras 4.4(a) y (b) presentan las potencias de los generadores térmicos  $P_g$  y el parque eólico  $P_{wf}$  para ambos, SCOPF y SCED, respectivamente. En el caso del SCOPF, se observa que  $P_{g1}$  se encuentra entre 21.6942 [MW] – 26.0612 [MW], mientras que  $P_{g2}$  se encarga de cubrir la mayor parte de la demanda y su generación varía de 105.2934 [MW] hasta 117.5911 [MW] en el periodo 12. En tanto que, con el SCED los valores obtenidos para  $P_{g1}$  varían entre 21.9896 [MW] – 26.4289 [MW], a la vez que  $P_{g2}$  se varía entre 105.1322 [MW] – 117.3693 [MW]. Por otra parte, para ambos modelos de optimización, la potencia total del parque eólico  $P_{wf}$  varía entre 20.8183 [MW] – 28.4822 [MW].



La Figura 4.4(c) muestra los precios marginales nodales  $\lambda$  obtenidos con el SCOPF. Se observa que el precio de los nodos con generación,  $\lambda_1$  y  $\lambda_2$ , son considerablemente menores respecto del resto de los nodos. Además, note que el precio de la energía en el nodo 5,  $\lambda_5$ , es menor al de los nodos  $\lambda_3$  y  $\lambda_4$ , esto debido a que en este nodo se encuentra el parque eólico. Para este horizonte de operación, los precios nodales de los nodos 1 y 2, son en promedio  $\lambda_1 = 0.6869$  y  $\lambda_2 = 0.6875$  [\$/MW-5min], respectivamente. Mientras que en el resto de los nodos el precio marginal promedio es de  $\lambda = 0.7108$  [\$/MW-5min]. Debido a que SCED considera una restricción de balance global se tiene solamente un precio marginal de todo el sistema, mismo que se muestra en la Figura 4.4(d). Su valor promedio es de  $\lambda = 0.6871$  [\$/MW-5min], situándose entre los precios marginales nodales donde se encuentran los generadores térmicos del modelo de SCOPF.

Visualmente, se puede presumir que las aproximaciones del modelo SCED propuesto son correctas. No obstante, casi al final de esta sección se precisan numéricamente las diferencias obtenidas utilizando el criterio de errores cuadráticos medios (RMSE, por sus siglas en inglés).

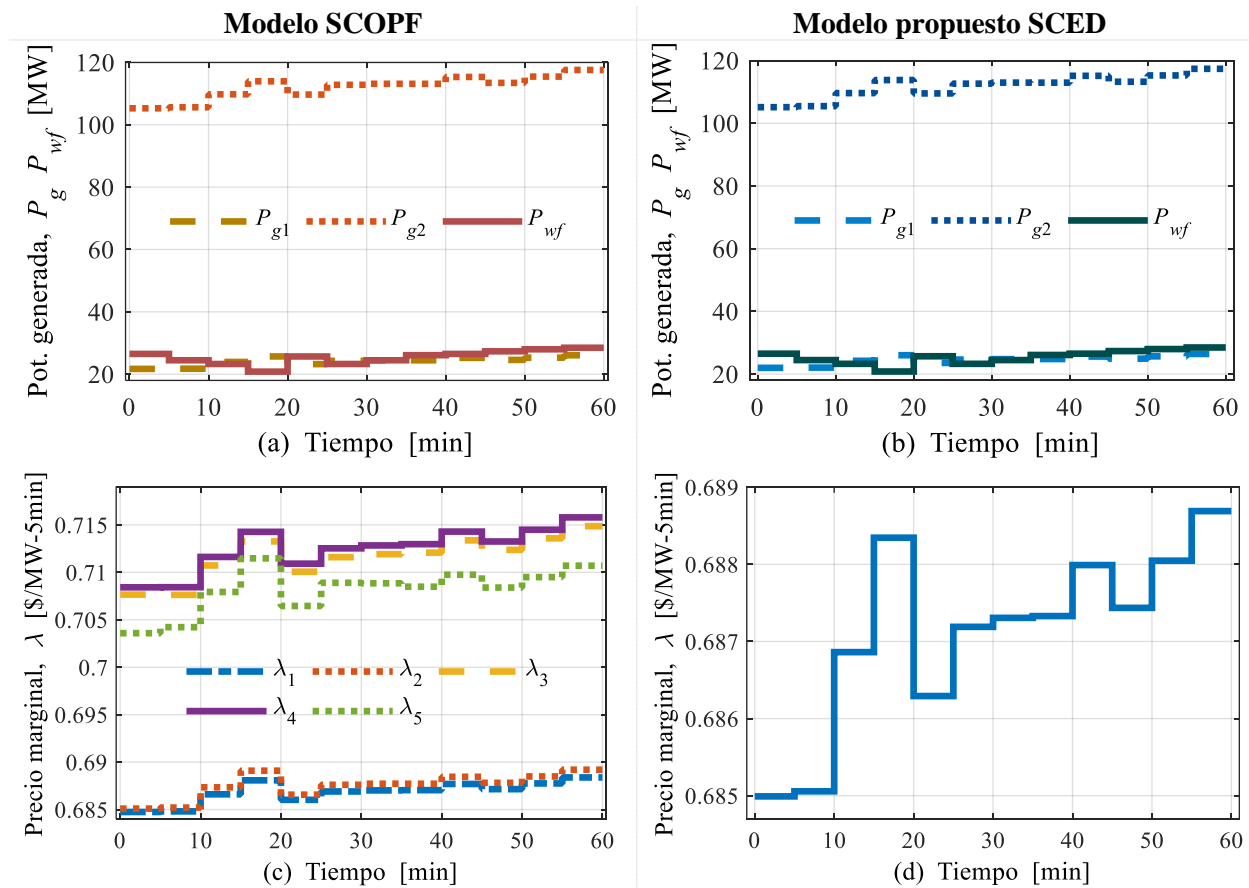


Figura 4.4 (a) Potencia activa despachada con SCOPF, (b) Potencia activa despachada con SCED, (c) Precios marginales nodales con SCOPF, (d) Precio marginal global con SCED

- **Sobre las reservas rodantes  $SR_t$  de las turbinas eólicas**

Las Figuras 4.5(a) y (b) presentan las reservas rodantes que aporta cada una de las 5 filas de turbinas eólicas  $SR_{t1} - SR_{t5}$ , calculadas con los modelos de SCOPF y SCED, respectivamente. La Figura 4.5(a) muestra que las turbinas entregan un 5 [%] de reservas rodantes durante casi todos los periodos, salvo en los periodos 3, 4 y 6. Siguiendo la Figura 4.3(b), las turbinas de la fila 5 operan con  $V_{w5} = V_{w,cin}$  en los periodos 3 y 6, por lo que generan su potencia mínima pero no tienen la capacidad de aportar reserva rodante. Esto provoca que el resto de las turbinas aumenten su aportación de reservas para cumplir con el requerimiento del parque eólico en su conjunto. Específicamente, en los periodos 3 y 6, las turbinas aportan en promedio  $SR_{t1} = 5.0303$  [%],  $SR_{t2} = 5.0385$  [%],  $SR_{t3} = 5.0693$  [%],  $SR_{t4} = 5.1472$  [%] y  $SR_{t5} = 0.0$  [%]. En contraste, las turbinas eólicas de la fila 5 se encuentran apagadas en el periodo 4 debido a que  $V_{w5} < V_{w,cin}$ , por lo que no generan potencia y el resto de las turbinas se descargan equitativamente con  $SR_{t1} = SR_{t2} = SR_{t3} = SR_{t4} = 5$  [%], y nuevamente  $SR_{t5} = 0.0$  [%]. Note que las diferencias entre los resultados obtenidos con ambas formulaciones son apenas visibles. La Figura 4.5(b) muestra los resultados del modelo SCED propuesto, donde se observa que ocurren los mismos fenómenos descritos con anterioridad. Es decir, debido a condiciones de viento bajas, las turbinas de la fila 5 no contribuyen a las reservas en los periodos 3 y 6, lo cual provoca que el resto de las turbinas aumenten su aportación de reservas. En el resto de los periodos, las turbinas eólicas se descargan en un 5 [%], incluyendo el periodo 4 donde no se considera la participación de las turbinas de la fila 5, por la razón comentada previamente. De igual forma, al final de esta sección se detallan numéricamente las diferencias obtenidas usando el criterio de los valores RMSE.

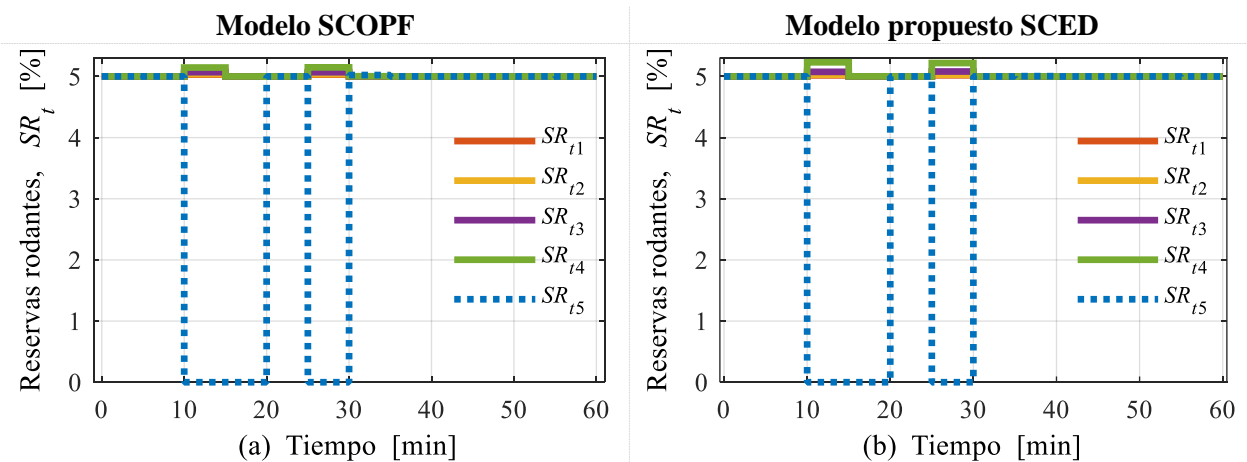


Figura 4.5 (a) Reservas rodantes de cada fila de turbinas eólicas: (a) con SCOPF, (b) con SCED

- **Sobre las características de regulación  $R_t$  de las turbinas eólicas**

Las Figuras 4.6(a) y (b) muestran los valores de  $K_\beta$  para los modelos de SCOPF y SCED, respectivamente. Debe recordarse que la ganancia  $K_\beta$  permite determinar la característica de regulación de las turbinas eólicas y, en el contexto del SCED, debe calcularse para cada turbina en cada intervalo de tiempo. Como era de esperarse, en los periodos donde las turbinas no aportan reservas rodantes, por estar apagadas u operando en el límite de velocidad  $V_w = V_{w,cin}$ , la ganancia  $K_\beta = 0$ . Observe que los valores obtenidos de  $K_\beta$  son cercanos entre sí. Sin embargo, visualmente se nota que  $K_{\beta 5}$  es la que presenta una mayor diferencia. Para el SCOPF, el promedio de  $K_{\beta 5} = 2.2386$  [°/MW], en tanto que para el SCED el promedio es de  $K_{\beta 5} = 2.4410$  [°/MW].

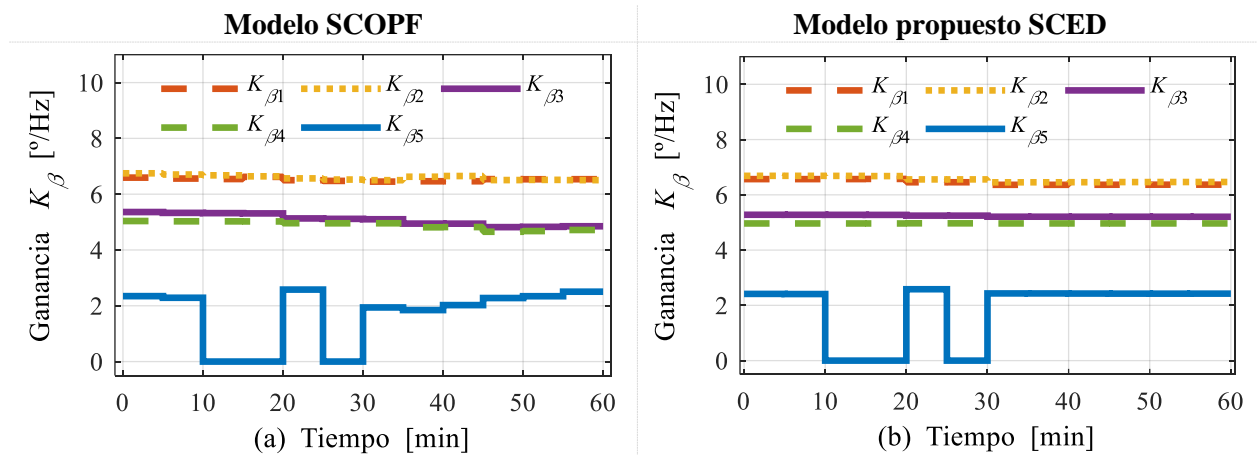


Figura 4.6 (a) Ganancia  $K_\beta$  con SCOPF, (b) Ganancia  $K_\beta$  con SCED

Las Figuras 4.7(a) y (b) muestran la regulación de las turbinas  $R_{t1} - R_{t5}$  para ambos modelos. Tal como se esperaba, la característica de regulación de las turbinas no es constante, sino que varía en función del punto de operación establecido por las condiciones de viento. Observando la Figura 4.3 y recordando que en los periodos 3, 4 y 6, las turbinas eólicas de la fila 5 no aportan reserva de potencia, con ambos modelos de optimización se observa que tampoco aportan a la regulación, es decir,  $R_{t5} = 0.0$  [%], siendo este un resultado esperado. En general, los valores obtenidos con ambos modelos, SCOPF vs SCED, son similares entre sí. Sin embargo, al igual que con la ganancia  $K_\beta$ , la regulación obtenida para las turbinas de la fila 5 presentan las mayores diferencias. Para validar numéricamente estos resultados, al final de la sección se reportan los valores RMSE para  $K_\beta$  y  $R_t$ .

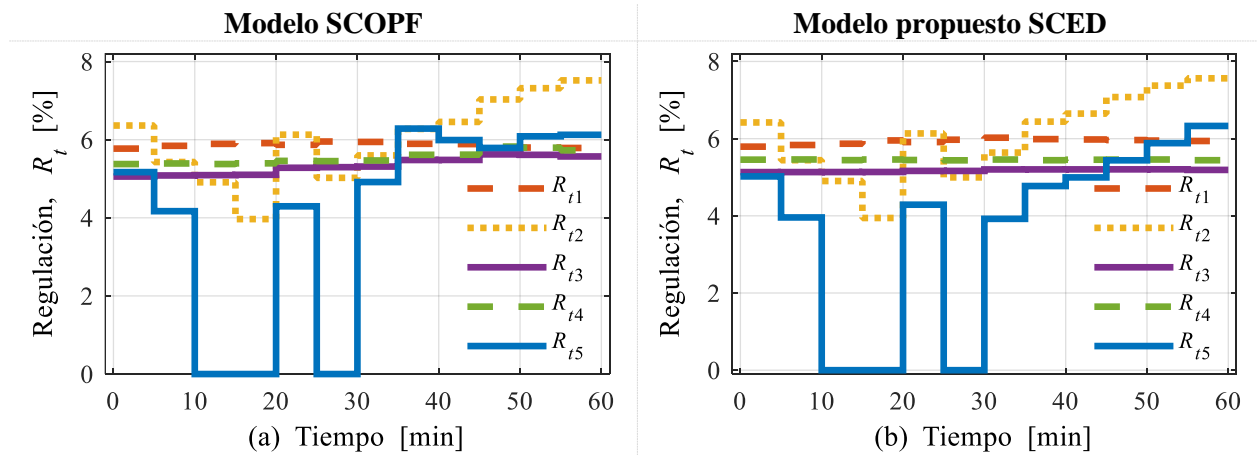


Figura 4.7 (a)  $R_t$  de cada fila con SCOPF, (b)  $R_t$  de cada fila con SCED

- **Sobre la característica de regulación  $R_{wf}$  y reserva rodante  $SR_{wf}$  del parque eólico**

Las Figuras 4.8(a) y (b) muestran la reserva de potencia  $SR_{wf}$  y característica de regulación  $R_{wf}$  equivalentes del parque eólico para el SCOPF y el SCED, respectivamente. Como era de esperarse, la regulación del parque eólico no es constante durante el horizonte de operación, en tanto que la reserva rodante se fija en el requerimiento mínimo de  $SR_{wf} = 5.0$  [%] para todos los periodos, y con ambos modelos de optimización. Esto último implica que se maximiza la entrega de potencia eólica hacia el SEP, mientras que se logra un despacho de potencia más económico. La Figura 4.8(a) muestra los resultados del SCOPF donde la regulación es  $R_{wf} = 5.7439$  [%] en el periodo 1, con un mínimo de  $R_{wf} = 5.0044$  [%] en el periodo 4, y un máximo de  $R_{wf} = 6.2114$  [%] en el periodo 12. Similarmente, para el SCED también se presenta un valor mínimo en el periodo 4 de  $R_{wf} = 5.0167$  [%] y un valor máximo de  $R_{wf} = 6.1374$  [%] en el periodo 12, tal como lo ilustra la Figura 4.8(b). Es importante destacar que a pesar de las variaciones en la característica de regulación del parque eólico  $R_{wf}$ , con ambos modelos se mantiene dentro de los límites establecidos por el código de red, es decir, entre 3 y 8 [%]. La comparación numérica de los resultados obtenidos para  $SR_{wf}$  y  $R_{wf}$ , se presentan al final de esta sección usando el criterio de RMSE.

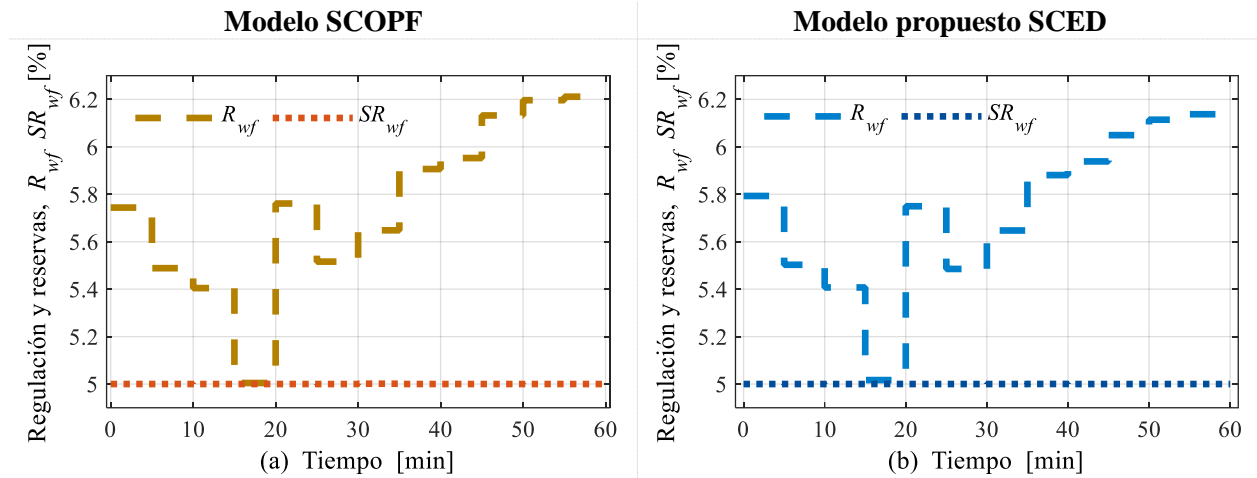


Figura 4.8 Regulación  $R_{wf}$  y reserva  $SR_{wf}$  equivalentes del parque eólico: (a) con SCOPF, (b) con SCED

- **Sobre las pérdidas por transmisión  $P_{loss}$  y los costos de generación  $CG$  del SEP**

La Figura 4.9(a) presenta las pérdidas de potencia activa  $P_{loss}$  del SEP para ambos modelos bajo comparación. Tomando inicialmente el caso del SCOPF, las pérdidas son  $P_{loss} = 1.6652$  [MW] en el periodo 1 y llegan hasta  $P_{loss} = 2.1546$  [MW] en el periodo 12. En promedio, estas pérdidas representan el 1.2131 [%] de la demanda del SEP. Con respecto al SCED, las pérdidas en el horizonte de tiempo evaluado se encuentran entre  $P_{loss} = 1.8274$  [MW] y  $P_{loss} = 2.3304$  [MW], lo que en promedio representa el 1.3171 [%] de la demanda de la red. Por otro lado, la Figura 4.9(b) reporta los costos de producción obtenidos con ambos modelos de optimización. Se aprecia que estos valores son muy cercanos entre sí y tienen un comportamiento creciente a lo largo del horizonte de operación de 1 [hr]. Para el caso de los resultados obtenidos con el SCOPF, el costo de generación se encuentra entre un valor mínimo de  $CG = 117.2808$  [\$/5min] y un valor máximo de  $CG = 128.7293$  [\$/5min]. En total, los costos de generación del SEP son  $CG = 1,484.34$  [\$/hr]. Mientras que para el modelo SCED propuesto, el costo de generación inicial es  $CG = 117.3726$  [\$/5min] en el periodo 1, llegando hasta  $CG = 128.8296$  [\$/5min] en el periodo 12; el costo total del SEP es de  $CG = 1,485.52$  [\$/hr] para los 12 periodos del horizonte de operación.

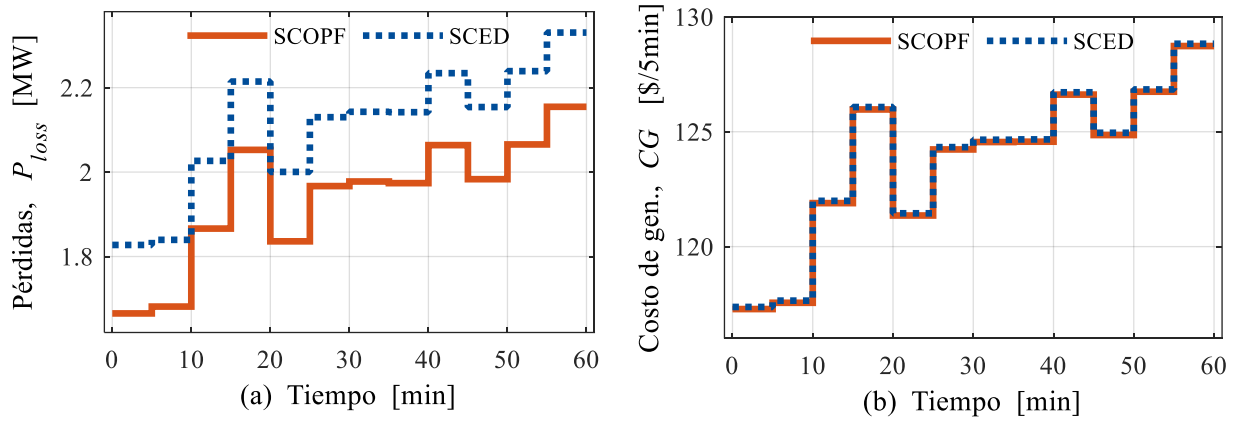


Figura 4.9 (a) Pérdidas de potencia activa, (b) Costo de generación

- **Sobre las diferencias numéricas entre ambos modelos usando el criterio RMSE**

La Tabla 4-VI muestra los valores RMSE entre los resultados del SCED y del SCOPF para las potencias despachadas  $P_g$ , pérdidas de potencia  $P_{loss}$ , costo de generación  $CG$  y flujos de potencia  $P_{km}$  del SEP de 5 nodos. Se corrobora que las asignaciones de potencia son muy cercanas entre sí, ya que el valor RMSE para  $P_{g1} = 0.3331$  [MW/5min] y para  $P_{g2} = 0.1896$  [MW/5min]. Para las pérdidas, el valor RMSE es  $P_{loss} = 0.1663$  [MW/5min] y el costo de generación presenta un error de  $CG = 0.0988$  [\$/5min]. Tomando valores en por unidad, note que los RMSE para los despachos de generación y pérdidas son inferiores a 0.005 [p.u./5min]. Similarmente, los RMSE para los flujos de potencia son en promedio  $P_{km} = 0.1719$  [MW/5min] o bien  $P_{km} = 0.0017$  [p.u./5min]. Con estos resultados en su conjunto, se valida la confiabilidad del modelo SCED propuesto que se caracteriza por usar factores de participación nodal y pérdidas con funciones cuadráticas para modelar la red de transmisión del SEP.

Tabla 4-VI Valores RMSE de las variables del SEP

Concepto	Unidad	RMSE	Flujos de potencia $P_{km}$	RMSE [MW/5min]	RMSE [p.u./5min]
$P_{g1}$	[MW/5min]	0.3331	1 – 2	0.2465	0.0025
	[p.u./5min]	0.0033	1 – 3	0.1174	0.0012
$P_{g2}$	[MW/5min]	0.1896	2 – 3	0.2463	0.0025
	[p.u./5min]	0.0019	2 – 4	0.2891	0.0029
$P_{loss}$	[MW/5min]	0.1663	2 – 5	0.2508	0.0025
	[p.u./5min]	0.0017	3 – 4	0.0424	0.0004
$CG$	[\$/5min]	0.0988	4 – 5	0.0109	0.0001

Siguiendo con el análisis sobre las diferencias observadas entre los resultados obtenidos con ambos modelos de optimización, la Tabla 4-VII presenta los RMSE para las variables del parque eólico y de las turbinas eólicas, recordando que estos últimos aplican por fila. Tal como se concluye de la Figura 4.4(a) y (b), la potencia generada por el parque eólico es prácticamente la misma en ambos casos, cuyo valor RMSE es de  $P_{wf} = 1 \times 10^{-4}$  [MW/5min]. Adicionalmente, el error medio cuadrático para las reservas y regulación es  $SR_{wf} = 4 \times 10^{-4}$  [%/5min] y  $R_{wf} = 0.0445$  [%/min], respectivamente. En el caso de las variables de las turbinas eólicas, estas presentan errores promedio de  $SR_t = 0.0103$  [%/5min],  $K_\beta = 0.1652$  [(°/Hz)/5min] y  $R_t = 0.2424$  [%/5min]. Estos resultados corroboran numéricamente lo que se había reportado visualmente con anterioridad. Se concluye que el modelo propuesto de SCED ofrece resultados aceptables con respecto al modelo más detallado asociado con el SCOPF, esto en lo que respecta a la inclusión de parques eólicos cumpliendo con códigos de red.

Tabla 4-VII Valores RMSE de las variables del parque y turbinas eólicas

Concepto	Unidad	RMSE	Filas	$SR_t$ [%/5min]	$K_\beta$ [(°/Hz)/5min]	$R_t$ [%/5min]
$P_{wf}$	[MW/5min]	0.0001	1	0.0048	0.0998	0.0912
$SR_{wf}$	[%/5min]	0.0004	2	0.0042	0.0825	0.0812
$R_{wf}$	[%/5min]	0.0445	3	0.0039	0.2265	0.2410
			4	0.0322	0.1588	0.1836
			5	0.0067	0.2584	0.6149

#### - *Eficiencia computacional del método implementado*

El modelo propuesto de SCED emplea menos variables de control al utilizar factores de participación nodal, de acuerdo con la Tabla 4-V. En este sentido, el tiempo de ejecución del SCED fue de tan sólo 2.9589 [s], mientras que el tiempo requerido por el SCOPF fue de 9.5719 [s]. Esto representa una reducción considerable del gasto computacional, representando en este caso de estudio un ahorro computacional del 69.08 [%].

### 4.3. Caso 2: SEP con cuatro parques eólicos interconectados mediante enlaces de CA y HVDC

Para demostrar la utilidad del modelo SCED desarrollado en esta tesis, se emplea un SEP formado por cuatro áreas, Área I – Área IV, que incluye cuatro parques eólicos, WF 1 – WF 4, dos conectados a través de líneas de CA y dos mediante enlaces VSC-HVDC, como se muestra en la Figura 4.10. Esta red eléctrica se forma usando cuatro veces el sistema de 24 nodos del IEEE RTS-24 reportado en [50], que cuenta con 10 unidades de generación cada uno y una potencia nominal demandada de  $P_d = 2,850.0$  [MW] [51]. La demanda nominal del SEP en su conjunto es de  $P_d = 11,400.0$  [MW], y contiene 40 unidades despachables con una potencia máxima total de  $P_g^{\max} = 13,860.0$  [MW]. Los generadores de cada área son distintos entre sí. Por ejemplo, las plantas de generación más grandes del Área I son G4 con  $P_{g4}^{\max} = 660$  [MW] y G10 con  $P_{g10}^{\max} = 591$  [MW], mientras que G1 y G2 son las más pequeñas con  $P_g^{\max} = 192$  [MW]. Las curvas de costos de las plantas también difieren considerablemente. Por ejemplo, el factor lineal de la curva de costos de G9 es de  $b_9 = 0.0001$  [\$/MWh], mientras que para G3 es  $b_3 = 43.6615$  y  $b_4 = 48.5804$  [\$/MWh] para G4. El Apéndice C contiene los parámetros de la red, que incluyen: (i) a las líneas de transmisión, (ii) curvas de costos de generación y, (iii) las potencias nodales del SEP.

El Área I se conecta con el Área II a través de las líneas de transmisión 7 – 27, 13 – 39 y 23 – 41, mientras que las Áreas III y IV se unen eléctricamente por los enlaces 55 – 75, 61 – 87 y 71 – 89. Además, hay dos enlaces que conectan las Áreas I y III, así como las Áreas II y IV, esto mediante líneas de transmisión conectan a los nodos 3 – 65 y 32 – 92, respectivamente. Los parámetros de estos enlaces de transmisión de CA se presentan en la Tabla 4-VIII. Adicionalmente, la Tabla 4-VIII también muestra los parámetros de las líneas de transmisión que conectan los parques eólicos al SEP. Los enlaces de CA, nodos 97 – 19 y nodos 98 – 38, conectan los parques eólicos WF 1 y WF 2, respectivamente. Mientras que los parques eólicos WF 3 y WF 4 se conectan al SEP a través de enlaces VSC-HVDC punto a punto. WF 3 se conecta en el nodo 101 y su potencia se transmite en CA hasta el nodo 100 donde se rectifica y transmite en CD al nodo 99 para integrarse al SEP en el nodo 58. Similarmente, WF 4 se conecta en el nodo 104 y se integra al SEP en el nodo 81 con un enlace VSC-HVDC. Es importante mencionar que la ubicación de los parques eólicos se seleccionó de manera arbitraria, aunque teniendo como criterio considerar nodos de gran demanda en el sistema eléctrico.



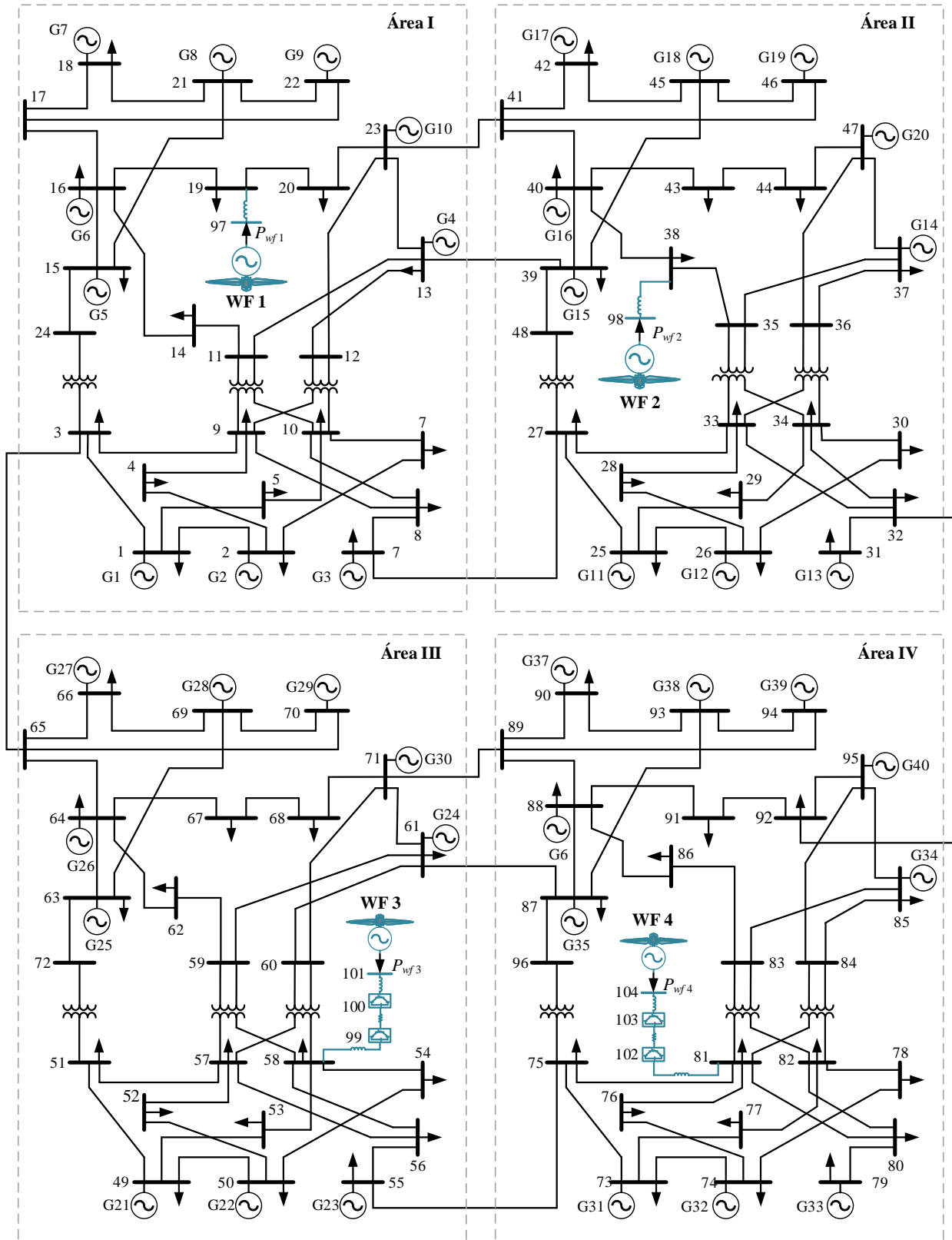


Figura 4.10 Sistema de potencia de 4 áreas con 4 parques eólicos

Tabla 4-VIII Parámetros de los enlaces de CA y HVDC del sistema de potencia

	Desde	Hacia	$r$ [p.u.]	$x$ [p.u.]	$P_{km}^{max}$ [p.u.]
Enlaces de CA	3	65	0.0120	0.0970	5.00
	7	27	0.0420	0.1610	1.8
	13	39	0.0100	0.0750	5.0
	23	41	0.1000	0.0740	5.0
	32	92	0.0130	0.0797	5.00
	55	75	0.0420	0.1610	1.8
	61	87	0.0100	0.0750	5.0
	71	89	0.1000	0.0740	5.0
WF 1	97	19	0.0100	0.0400	2.00
WF 2	98	38	0.0100	0.0660	1.20
WF 3	58	99	0.0100	0.0533	1.5
	99 <sub>cd</sub>	100 <sub>cd</sub>	0.0209	0.00	1.5
	100	101	0.0100	0.0533	1.5
WF 4	81	102	0.0100	0.0333	2.5
	102 <sub>cd</sub>	103 <sub>cd</sub>	0.0209	0.00	2.5
	103	104	0.0100	0.0333	2.5

Al igual que para el caso de estudio anterior, los parques eólicos se modelan utilizando los parámetros de la turbina eólica de  $P_{nom} = 2$  [MW] reportados en la Tabla 3-I de la Sección 3.2. La Figura 4.11 muestra el arreglo general de los parques eólicos, WF 1 – WF 4, considerando las velocidades de viento nominales de cada fila. Y a continuación, se describen sus características principales:

- WF 1: capacidad instalada de 200 [MW], integrado al SEP mediante un enlace de CA entre los nodos 97 y 19, con un arreglo de 5 filas de 20 turbinas cada una.
- WF 2: capacidad instalada de 120 [MW], integrado al SEP mediante un enlace de CA entre los nodos 98 y 38, con un arreglo de 4 filas de 15 turbinas cada una.
- WF 3: capacidad instalada de 150 [MW], integrado al SEP mediante un enlace VSC-HVDC entre los nodos 101 y 58, con un arreglo de 5 filas con 15 turbinas cada una.
- WF 4: capacidad instalada de 240 [MW], integrado al SEP mediante un enlace VSC-HVDC entre los nodos 104 y 81, con un arreglo de 6 filas con 20 turbinas cada una.

Para validar la flexibilidad del modelo SCED implementado, se propone que los parques eólicos tengan diferentes requerimientos tanto de regulación como de reservas rodantes, los cuales

se muestran en la Tabla 4-IX. Se aprecia que WF 1 tiene los requerimientos más estrictos de reservas rodantes y regulación, es decir,  $SR_{wf1} \geq 6$  [%] y  $6$  [%]  $\leq R_{wf1} \leq 12$  [%], mientras que WF 2 es el que menos obligaciones debe cumplir con  $SR_{wf2} \geq 3$  [%] y  $6$  [%]  $\leq R_{wf2} \leq 12$  [%]. Para seleccionar los parámetros de regulación y reservas rodantes de los parques eólicos se toma en cuenta lo señalado en el CRM [29].

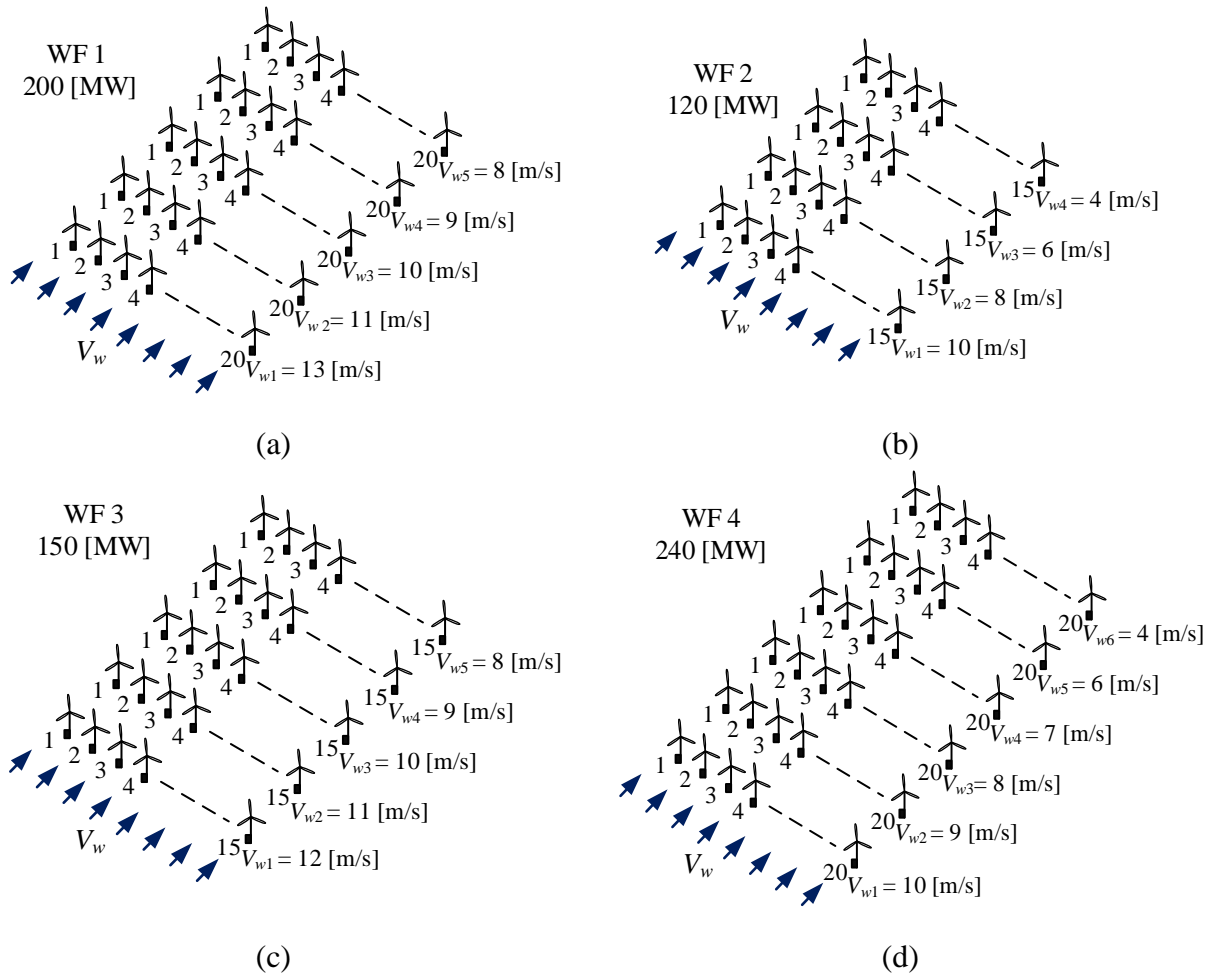


Figura 4.11 Arreglo de las turbinas de los parques eólicos: (a) WF 1, (b) WF 2, (c) WF 3, (d) WF 4

Tabla 4-IX Parámetros de regulación y reservas rodantes requeridos para los parques eólicos

Parque eólico	$SR_t^{min}$ [%]	$SR_t^{max}$ [%]	$SR_{wf}^{min}$ [%]	$R_t^{min}, R_{wf}^{min}$ [%]	$R_t^{max}, R_{wf}^{max}$ [%]
1	6	10	6	6	12
2	3	10	3	3	6
3	5	10	5	3	8
4	4	10	4	4	9

Para este SEP de cuatro áreas, se asume un patrón de demanda distinto para cada una de ellas,  $P_{td1} - P_{td4}$ , como se ilustra en la Figura 4.12. De aquí también se infiere que el problema multiperiodo del SCED a resolver considera un horizonte de operación de 1 [hr] dividida por 12 intervalos de 5 [min] cada uno. Note que el Área I inicia con  $P_{td1} = 1.00$  [p.u.] y crece hasta  $P_{td1} = 1.09$  [p.u.] en el periodo 4, para posteriormente llegar a  $P_{td1} = 0.92$  [p.u.] en el periodo 9 y terminar en  $P_{td1} = 1.03$  [p.u.]. El Área II inicia con  $P_{td2} = 1.05$  [p.u.], sin embargo tiene una caída que lo coloca por debajo de 1.00 [p.u.] en los periodos 3 – 7 para alcanzar nuevamente el valor de  $P_{td2} = 1.05$  [p.u.] en los periodos 9 y 12. En el Área III,  $P_{td3}$  tiene un comportamiento más estable con excepción del periodo 8 donde llega hasta  $P_{td3} = 1.10$  [p.u.]. En el Área IV, la demanda tiene una tendencia creciente que inicia en  $P_{td4} = 0.92$  [p.u.] alcanzando un valor máximo de  $P_{td4} = 1.01$  [p.u.] en el periodo 11.

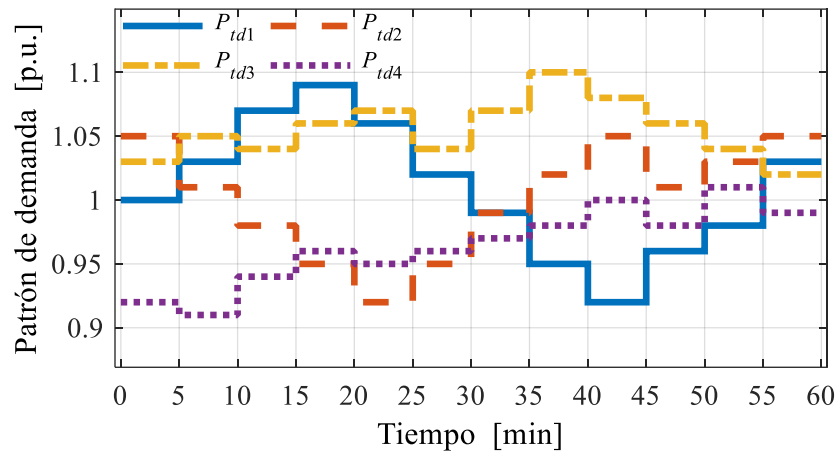


Figura 4.12 Patrón de demanda normalizada de cada área del SEP

De manera similar, se asume un patrón de viento normalizado,  $P_{tv1} - P_{tv4}$ , para cada uno de los parques eólicos, WF 1 – WF 4, mismos que se muestran gráficamente en la Figura 4.13 y que se observa que son diferentes entre sí. Al igual que en el caso de estudio anterior, el patrón de viento indica el comportamiento de  $V_w$  de cada fila con respecto a su velocidad de viento indicada en la Figura 4.11. De acuerdo con esta figura, note que las turbinas de las filas 4 y 6 de los parques eólicos WF 2 y WF 4, respectivamente, tienen una velocidad de viento de  $V_w = V_{w,cin} = 4$  [m/s], lo que indica que estas turbinas no podrán aportar a las reservas rodantes cuando el patrón de viento en ellos sea  $P_{tv2} = P_{tv4} \leq 1.0$ . Más específicamente, la Figura 4.13 muestra que para WF 2, el valor de  $P_{tv2} = 1.00$  [p.u] en los periodos 2, 4, 10 y 12, por lo que en estos periodos las turbinas eólicas de la fila 4 podrán generar potencia más no aportar reservas; mientras que en los periodos 3 y 11,

$P_{tv2} < 1.00$  [p.u.], por lo que las turbinas no podrán operar debido a que  $V_{w4} < V_{w,cin}$ . Por la misma razón, las turbinas de la fila 6 de WF 4 no podrán entregar reservas en los periodos 5 y 7 mientras que en el periodo 6 no podrán operar debido a condiciones de viento bajas,  $V_{w5} < V_{w,cin}$ .

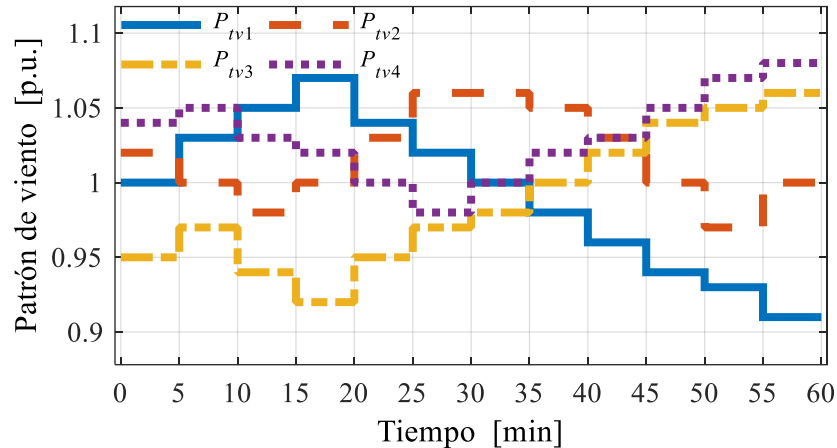


Figura 4.13 Patrón de viento en los parques eólicos

#### 4.3.1. Solución del SCED para el SEP de cuatro áreas y cuatro parques eólicos

La Figura 4.14 muestra los despachos de potencia de los 40 generadores convencionales del sistema. La Figura 4.14(a) muestra los despachos de potencia del Área I, donde se aprecia que las potencias de los generadores se mantuvieron prácticamente constantes en todos los periodos, salvo por G3 y G4. En el primer periodo, G3 se despacha con  $P_{g3} = 117.0485$  [MW] llegando a valores de hasta 143.9824 [MW] y 141.6123 [MW] en los periodos 4 y 12, donde la menor cantidad de potencia despachada es de  $P_{g3} = 93.9880$  [MW] en el periodo 6. Y ocurre algo similar para el caso de G4, ya que para el periodo 1 su despacho es de  $P_{g4} = 235.2264$  [MW] incrementando hasta  $P_{g4} = 295.2262$  [MW] en el periodo 4 para después caer hasta  $P_{g4} = 217.7369$  [MW] y volver a incrementar para entregar en el periodo 12 a  $P_{g4} = 257.7369$  [MW]. El comportamiento de los generadores se da de esta manera por el hecho de que G3 y G4 tienen los costos más altos por lo que sus despachos varían en función de la demanda del sistema. En el resto de las áreas ocurre un fenómeno similar, las potencias de los generadores se mantienen prácticamente constantes y los generadores más caros despachan su potencia según las variaciones de la demanda y la disponibilidad del recurso eólico. En el Área II los generadores más caros son G13 y G14 como se muestra en la Figura 4.14(b), la Figura 4.14(c) muestra que para el Área III esta tarea la desempeñan G23 y G24, en tanto que para el Área IV son G33 y G34, como se presenta en la Figura 4.14(d).

Es importante aclarar que esto se debe a que las cuatro áreas comparten a las centrales de generación y tienen los mismos parámetros que definen las curvas de costos de generación.

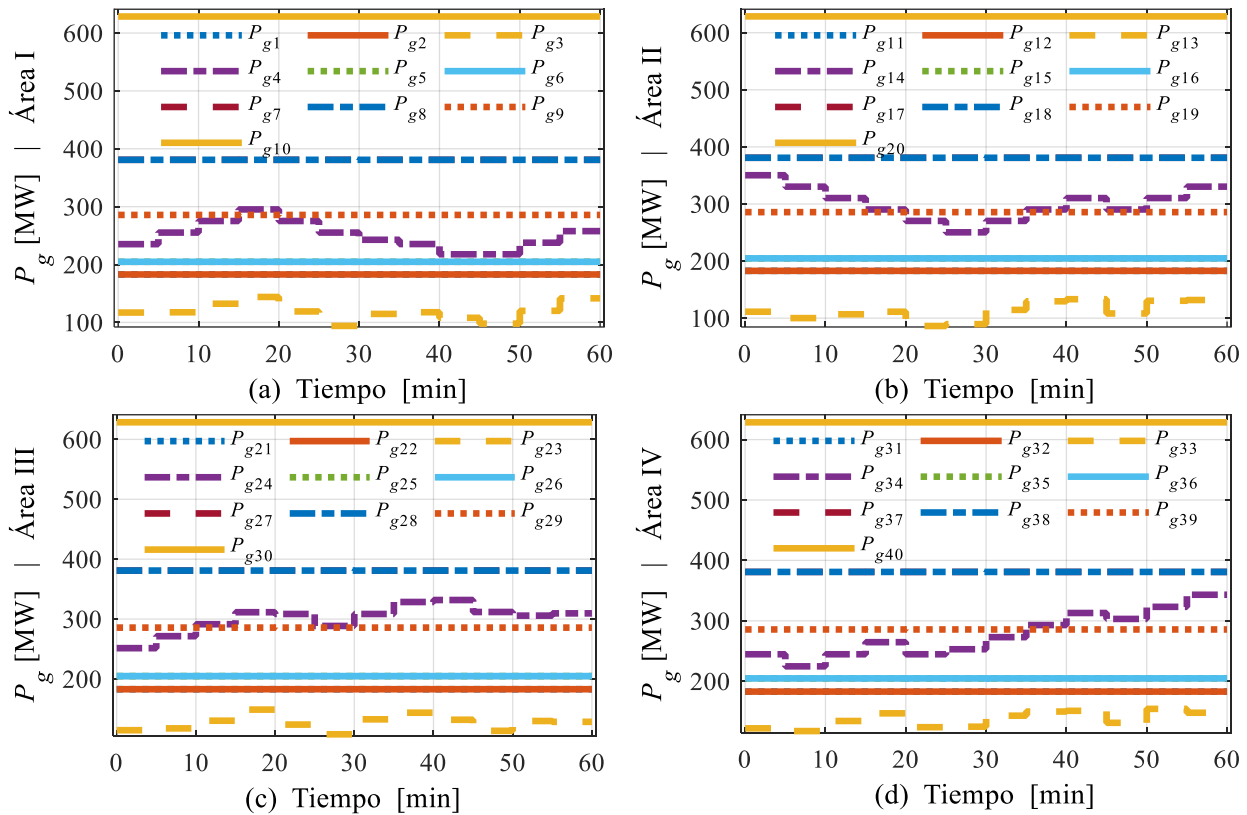


Figura 4.14 Despachos de potencia: (a) Área I, (b) Área II, (c) Área III, (d) Área IV

- **Potencias de generación de los parques eólicos**

La Figura 4.15 muestra la potencia generada por los parques eólicos durante el periodo de análisis. El parque eólico WF 1, conectado en el nodo 97, es el que más potencia entrega debido a su capacidad y a sus condiciones de viento. En un inicio,  $P_{wf1} = 117.4308$  [MW] y llega hasta  $P_{wf1} = 133.9454$  [MW] en el periodo 4, sin embargo, su potencia empieza a decaer hasta el periodo 12 donde  $P_{wf1} = 95.6359$  [MW]. Por otro lado, el parque eólico WF 2, conectado al nodo 98, al ser el de menor tamaño y operar con velocidades de viento bajas, es el que menos potencia entrega al SEP, esto con un promedio de  $P_{wf2} = 32.3028$  [MW]. El parque eólico WF 3 que está conectado al nodo 101 inicia con  $P_{wf3} = 76.5935$  [MW]. Sin embargo, debido a que tiene un patrón de viento ascendente, como se observa en la Figura 4.13, logra generar hasta  $P_{wf3} = 99.7088$  [MW] en el periodo 12, superando la potencia que entrega el parque WF 1. Mientras que el parque eólico WF 4, a pesar de ser el más grande con 240 [MW] de capacidad instalada, no es el que más potencia

entrega a la red. Esto debido a que se ve afectado por las velocidades bajas de viento que recibe, provocando que en promedio entregue  $P_{wf4} = 71.5057$  [MW] durante el periodo del SCED, como se muestra en la Figura 4.15.

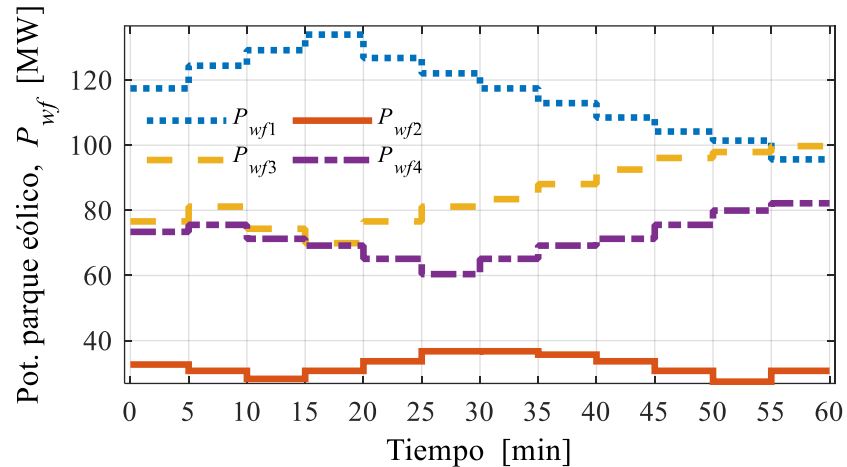


Figura 4.15 Potencia generada por los parques eólicos

#### - *Reservas rodantes de las turbinas eólicas*

Las reservas rodantes de las turbinas  $SR_t$ , para cada fila de cada parque eólico, se presentan en la Figura 4.16. Cuando las turbinas operan bajo condiciones que les permiten ejercer el mecanismo de descarga para tener reserva de potencia, la responsabilidad de cumplir con los requisitos del control primario de frecuencia se reparte entre las turbinas que lo integran de manera uniforme. Esto se puede constatar al analizar las Figura 4.16(a) y Figura 4.16(c), donde se observa que todas las turbinas se descargan uniformemente con  $SR_t = 6$  [%] y  $SR_t = 5$  [%] para los parques eólicos WF 1 y WF 3, respectivamente.

Como se ha mencionado con anterioridad, cuando algunas turbinas no pueden entregar reservas debido a velocidades de viento por debajo de su límite mínimo de diseño, el resto de los aerogeneradores lo compensan aumentando ligeramente su aportación. Esto con la idea de cumplir con el requerimiento del parque eólico impuesto por el código de red, como se muestra en la Figura 4.16(b) para el parque eólico WF 2. Por ejemplo, en los periodos 2, 4, 10 y 12, la velocidad de viento de las turbinas de la fila 4 es  $V_{w4} = V_{c-in} = 4$  [m/s], por lo que no tienen la capacidad de descargarse para tener reservas  $SR_{t4} = 0.0$  [%], provocando que las reservas rodantes del resto de los aerogeneradores aumenten en promedio a  $SR_{t1} = 3.0406$  [%],  $SR_{t2} = 3.0792$  [%] y  $SR_{t3} = 3.1870$  [%]. Lo anterior para que en su conjunto se logre una reserva equivalente del parque de  $SR_{wf2} = 3.0$

[%] en estos periodos mencionados, ver Tabla 4-IX. Conclusiones similares se pueden plantear para el caso del comportamiento de las reservas individuales de las turbinas eólicas y reserva equivalente del parque eólico WF 4, el cual se ilustra en la Figura 4.16(d).

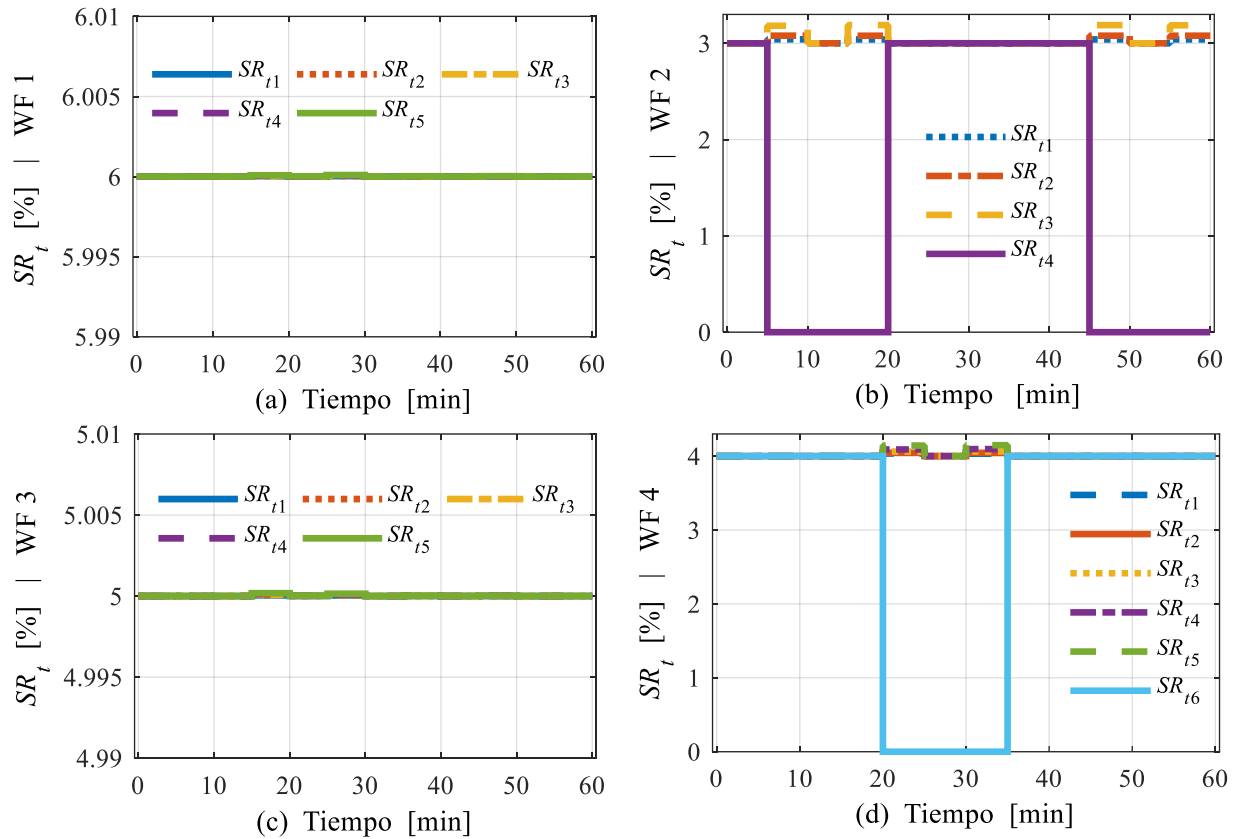


Figura 4.16 Reservas  $SR_t$  de cada fila en: (a) WF 1, (b) WF 2, (c) WF 3, (d) WF 4

- **Reserva rodante y regulación equivalentes de los parques eólicos**

Por otro lado, debe recordarse que el modelo propuesto de SCED tiene como objetivo garantizar el cumplimiento de los requerimientos del control primario de frecuencia establecidos en los códigos de red para parques eólicos, tomando en cuenta el comportamiento estocástico de esta tecnología. En este sentido, la Figura 4.17(a) muestra las reservas de potencia equivalentes  $SR_{wf}$  de los cuatro parques eólicos. Se puede observar que se cumplen los requerimientos mínimos especificados en la Tabla 4-VIII,  $SR_{wf1} = 6.0$  [%],  $SR_{wf2} = 3.0$  [%],  $SR_{wf3} = 5.0$  [%],  $SR_{wf4} = 4.0$  [%], para WF 1 – WF 4, respectivamente; lo anterior mientras que se maximiza simultáneamente la participación de los parques eólicos en el SEP, en cuanto a generación de energía renovable se refiere, la cual es libre de costos de operación. Paralelamente, la Figura 4.17(b) muestra la



regulación para cada parque eólico conectado al sistema, observándose que en promedio  $R_{wf1} = 8.7167$  [%],  $R_{wf2} = 4.8231$  [%],  $R_{wf3} = 5.2046$  [%] y  $R_{wf4} = 6.8676$  [%], que son valores que se encuentran dentro de los intervalos especificados en la Tabla 4-VIII. En efecto, mediante la solución del SCED se garantiza el cumplimiento de la regulación  $R_{wf}$  por parte de los parques eólicos que, como se explicó previamente, esta característica de regulación no es constante, sino que varía conforme lo hace la velocidad de viento dentro de los parques.

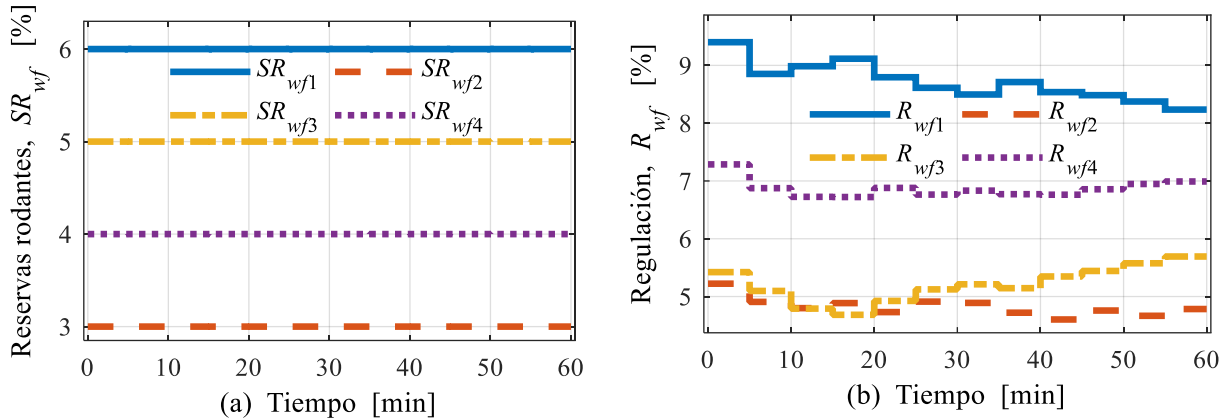


Figura 4.17 (a) Reservas rodantes equivalentes, (b) Característica de regulación equivalente

- **Flujos de potencia a través de los enlaces VSC-HVDC de los parques eólicos**

Debe recordarse que, al igual que para las líneas de CA, los enlaces VSC-HVDC de los parques eólicos son modelados en el SCED mediante factores de participación nodal. En este tenor, la Figura 4.18(a) y (b) muestra los flujos de potencia en los HVDC que interconectan a los parques eólicos WF 3 y WF 4 con el SEP, respectivamente. La Figura 4.18(a) muestra las potencias que fluyen del nodo 58 al 101 del HVDC de WF 3, en sus tres ramas 58 – 99, 99 – 100 y 100 – 101. Estos flujos se muestran en negativo debido a que la medición se hizo contraria a la inyección de  $P_{wf3}$ . La rama 100 – 101 muestra el flujo de potencia del nodo de inyección del WF 3 hacia el VSC rectificador, la rama 99 – 100 presenta el flujo de potencia a través de la línea de CD entre el rectificador e inversor, mientras que la rama de 58 – 99 indica el flujo entre el VSC inversor y el SEP. Y algo similar ocurre para el HVDC de WF 4 interconectado del nodo 81 al 104, recordando que la potencia  $P_{wf4}$  se inyecta en el nodo 104. Este enlace VSC-HVDC también está integrado por tres tramos: 103 – 104, 102 – 103 y 81 – 102. En ambos casos, se puede apreciar cómo las potencias se reducen conforme fluyen por los tramos del HVDC debido a las pérdidas presentes en ellos.

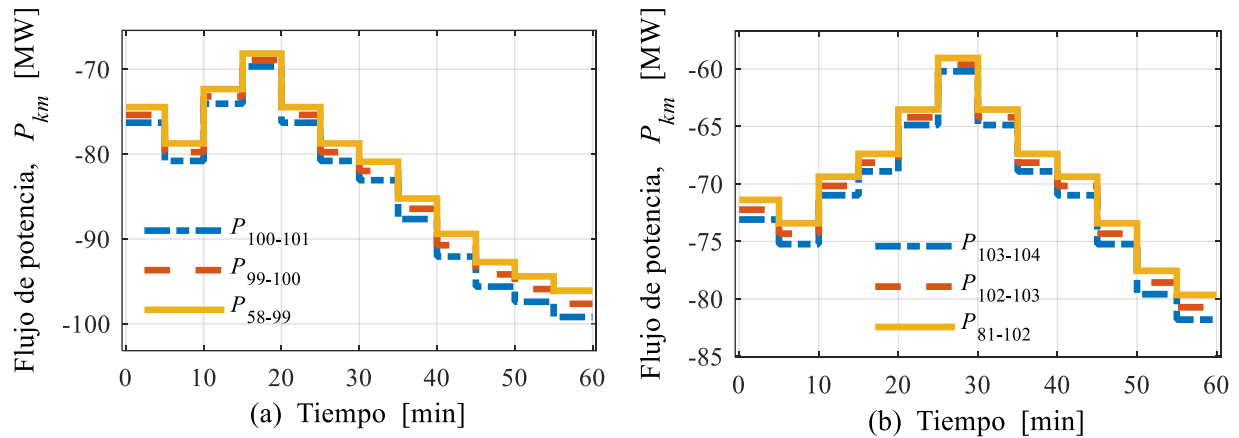


Figura 4.18 Flujos de potencia del enlace VSC-HVDC: (a) Parque eólico WF 3, (b) Parque eólico WF 4

#### - *Flujos de potencia a través de los enlaces de CA que interconectan las Áreas I - IV*

La Figura 4.19 muestra los flujos de potencia en los enlaces de transmisión que conectan las cuatro áreas, así como las pérdidas de potencia en cada una de ellas. En la Figura 4.19(a) se reportan los flujos de potencia entre las Áreas I – II, donde se observa que el enlace que más potencia transmite es el que conecta los nodos 23 – 41, alcanzando un valor de  $P_{23-41} = 92.8846$  [MW] en el periodo 9. Los flujos entre las Área III – IV se muestran en la Figura 4.19(b), donde el enlace que interconecta los nodos 61 – 87 transmite hasta  $P_{61-87} = -80.6300$  [MW] en el periodo 2, mientras que el enlace que conecta los nodos 71 – 89 es el más descargado, cuya máxima potencia es sólo de  $P_{71-89} = 28.8434$  [MW] en el periodo 12. Por otro lado, los flujos de potencia entre las Áreas I – III y II – IV se reportan en la Figura 4.19(c). Se observa que en el periodo 8, el mayor flujo de potencia es de  $P_{3-65} = 89.8512$  [MW], mientras que para el enlace 32 – 92, el mayor intercambio se presenta en el periodo 12, con un flujo de potencia de  $P_{32-92} = -101.5118$  [MW].

Debe recordarse que en la formulación propuesta de SCED, las pérdidas del SEP asociadas con líneas de transmisión de CA y enlaces HVDC son consideradas mediante funciones cuadráticas. En este sentido, la Figura 4.19(d) muestra las pérdidas de potencia activa en cada una de las áreas que conforman la red eléctrica. Se observa que el Área I tiene las mayores pérdidas, las cuales son en promedio  $P_{IAI} = 72.9458$  [MW/5min], mientras que el Área 2 es la que presenta las menores pérdidas, con un promedio de  $P_{IAII} = 57.8992$  [MW/5min]. Las pérdidas totales del SEP para la hora de operación analizada son  $P_{loss} = 3,049.3532$  [MW/hr] lo que representa en promedio el 2.2136 [%] de la demanda total de la red eléctrica  $P_d = 137,769.0$  [MW/hr].

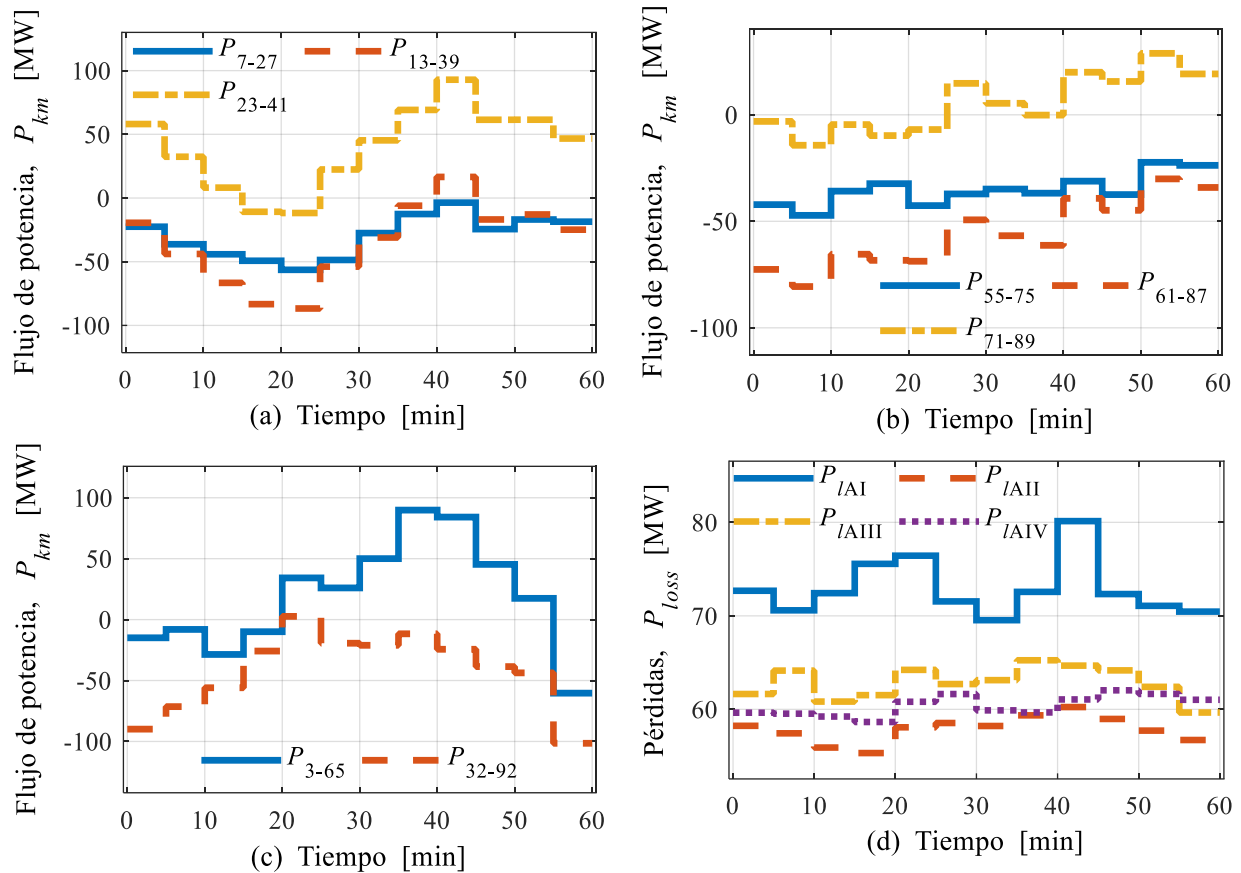


Figura 4.19 Flujos de potencia a través de los enlaces de CA: (a) Área I – II, (b) Área III – IV, (c) Área I – III y Área II – IV, (d)  $P_{loss}$  en cada área

- **Precio marginal nodal y costo de generación del SEP**

La Figura 4.20(a) ilustra la evolución del precio marginal del SEP,  $\lambda$ , asociado con el análisis multiperiodo, para el horizonte de operación de 1 [hr], recordando que este es único puesto que en esta formulación se cuenta con una ecuación de balance global para todo el SEP. En promedio,  $\lambda = 4.3743$  [\$/MW-5min] alcanzando valores de hasta  $\lambda = 4.7442$  [\$/MW-5min] en el periodo 4. Por otro lado, la Figura 4.20(b) presenta el costo de generación  $CG$  para cada periodo evaluado. El costo total para suministrar la demanda de 1 hora es de  $CG = 201,180.41$  [\$/hr], donde el costo más alto se da en el periodo 12, con  $CG = 17,512.6222$  [\$/5min], y el más bajo en el periodo 6 con  $CG = 16,033.8865$  [\$/5min], mismos que coinciden con los periodos de mayor y menor demanda, respectivamente.

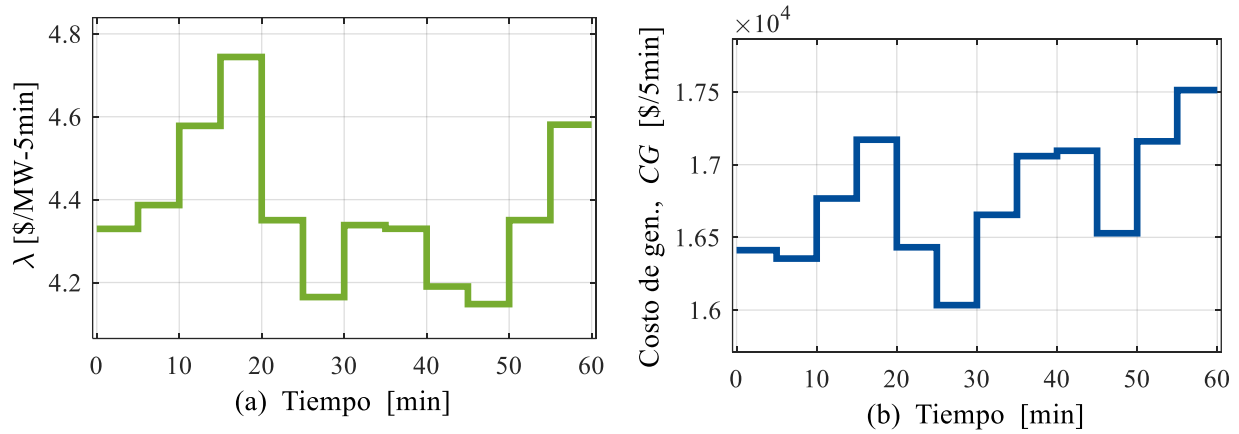


Figura 4.20 (a) Precio marginal global, (b) Costo de generación

Como se mostró en el caso de estudio anterior, el modelo propuesto de SCED es computacionalmente eficiente y útil para resolver problemas de alta complejidad para la operación económica de redes eléctricas. En este caso, debe mencionarse que el tiempo de ejecución requerido para resolver el modelo del SEP con 40 plantas de generación despachables, 4 parques eólicos formados por 355 turbinas eólicas en total, fue de tan sólo 42.6127 [s].

# Capítulo 5

## Conclusiones y trabajos futuros

### 5.1. Conclusiones

Los SEP están migrando cada vez más hacia mercados desregulados que, al mismo tiempo, coinciden con una gran penetración de fuentes de generación renovable intermitente debido a las diversas políticas públicas motivadas por los gobiernos. Y en este sentido, en el Capítulo 1 se muestra el papel preponderante que tiene la energía eólica en esta transición y cómo en los últimos años los parques eólicos, particularmente los instalados mar adentro, tienen una mayor presencia en los SEP. De manera paralela, esto hace que los enlaces VSC-HVDC cobren gran relevancia ya que son una pieza clave para interconectar los parques eólicos a las redes eléctricas. Países como China, Estados Unidos y Europa lideran esta transición. En México, el panorama es positivo ya que aproximadamente el 6.41 [%] de la generación total anual proviene de parques eólicos.

Esta transición ha traído consigo nuevos retos en la operación de las redes eléctricas, provocando que los operadores de los centros de control alrededor del mundo implementen políticas que incluyan a estas tecnologías en los requerimientos del código de red. En países como Finlandia, Reino Unido, Alemania y Dinamarca se cuenta con marcos regulatorios claros y precisos que incluyen a los parques eólicos en los códigos de red confiriéndoles responsabilidades de contribuir en el control primario de frecuencia, tal como ocurre con las plantas convencionales térmicas y/o hidroeléctricas. El código de red en México establece los parámetros de respuesta de la potencia activa en el control primario de frecuencia que deben tener las centrales eléctricas, incluyendo a las centrales renovables intermitentes, eólicas y fotovoltaicas.

En respuesta a lo anterior, este trabajo de tesis considera la integración de parques eólicos a la red garantizando el cumplimiento de los requerimientos del código de red relativos al control primario de frecuencia bajo una perspectiva de despacho económico con restricciones de seguridad.

Para lograr esta integración, en el Capítulo 2 se presenta el modelo propuesto de SCED, el cual emplea factores de participación nodal para modelar la red de transmisión compuesta por enlaces de CA y enlaces de VSC-HVDC. Con ello, se reduce la complejidad del modelo y, por extensión, el gasto computacional sin perder la confiabilidad en los resultados respecto a un modelo completo de flujos óptimos de potencia.

Para que un parque eólico contribuya a los servicios del control primario de frecuencia, se asume que las turbinas que lo integran pueden reservar potencia operando en un esquema de descarga (deloading), modificando el ángulo de inclinación de las aspas, de acuerdo con lo discutido en el Capítulo 3. En este capítulo se detalla cómo se relaciona el cambio en la frecuencia del SEP y la posición de las aspas de la turbina cuando se asume que existe un control auxiliar que permite que los aerogeneradores sean capaces de contribuir con la regulación de frecuencia del SEP. En este mismo capítulo se muestra que la característica de regulación de los aerogeneradores de velocidad variable no es constante y depende de su punto de operación dado por la velocidad de viento que recibe. Debido a lo anterior, y considerando el efecto de estela presente en un parque eólico que produce un decaimiento en la velocidad de viento, no se puede asumir que la aportación a las reservas de potencia y regulación de cada turbina sea igual entre sí. Por esta razón, el modelo del parque eólico planteado permite una representación granular de cada una de las turbinas. Con esto se asegura una descarga adecuada de cada una de las turbinas eólicas dentro del parque. Estos aspectos de modelado se heredan al modelo propuesto de SCED que permite integrar parques eólicos en un ambiente de análisis económico multiperiodo, garantizando el cumplimiento de los requerimientos del código de red relacionados con el control primario de frecuencia.

La formulación presentada en este trabajo de tesis fue codificada en el Matlab, usando el toolbox de optimización “fmincon”. En el Capítulo 4 se analizaron dos casos de estudio para validar su confiabilidad. La primera parte del código con parques eólicos conectados directamente a la red, sin incluir enlaces VSC-HVDC punto a punto, se comparó contra una formulación de SCOPF descrita en el Apéndice B. A partir de estos resultados se pudo validar que un aerogenerador puede operar en un punto subóptimo modificando el ángulo de inclinación de las aspas y con ello tener regulación y reserva rodante. Además, se observó que las turbinas eólicas no se descargan en un mismo nivel, sino que la responsabilidad de cumplir con el requerimiento del parque eólico se distribuye según su punto de operación. Con esto se valida que el modelo propuesto del parque eólico funciona de forma adecuada y garantiza el cumplimiento de la reserva y regulación

equivalentes. Además, se pudo constatar que el utilizar factores de participación nodal en el sistema ofrece un considerable ahorro de gasto computacional respecto a un modelo clásico de SCOPF. Como segundo caso de estudio se consideró un SEP de mayor dimensión formado por 4 áreas interconectadas, y con 4 parques eólicos conectados con enlaces de CA y VSC-HVDC. Los parques eólicos se modelaron con diferentes arreglos, condiciones operativas y requerimientos de reservas rodantes y regulación. Los resultados obtenidos demostraron que el modelo propuesto de SCED es capaz de procesar diversos escenarios de operación garantizando la operación segura del SEP, así como el cumplimiento de los requerimientos de los códigos de red. Además, se constató que se pueden formular los enlaces de VSC-HVDC a través de factores de participación nodal.

En conclusión, el modelo propuesto de SCED, que permite considerar parques eólicos conectados directamente a la red o mediante enlaces VSC-HVDC, puede servir como una herramienta sólida y útil para los operadores y analistas de los SEP, con el objetivo de garantizar el cumplimiento de los códigos de red bajo una perspectiva de despacho económico.

## 5.2. Aportaciones

A continuación se describen las aportaciones principales de este trabajo de tesis:

- Se implementó un modelo de SCED utilizando el toolbox “fmincon” en Matlab que utiliza factores de participación nodal para calcular los flujos de potencia en líneas de transmisión de CA y HVDC, caracterizado por curvas de costo cuadráticas incluyendo pérdidas en las líneas.
- Se desarrolló el modelo granular del parque eólico considerando su participación en el control primario de frecuencia y se integró al modelo de SCED
- Se comparó el modelo implementado de SCED con respecto a un modelo de SCOPF para mostrar la confiabilidad de los resultados; se mostró su eficiencia computacional y que puede manejar cualquier número de parques eólicos al SEP a través de enlaces de CA o VSC-HVDC.

## 5.3. Trabajos futuros

Con el desarrollo de este trabajo de tesis y con base en la bibliografía consultada, se plantean los siguientes trabajos futuros que podrían sumar al tema de despacho económico con restricciones de seguridad considerando la integración de parques eólicos y su participación en los servicios de control primario de frecuencia.

- Extender la formulación desarrollada para incluir sistemas VSC-HVDC multiterminales con factores de participación nodal.
- Incluir las pérdidas relacionadas con la recolección de energía en el modelo del parque eólico para representar de manera más exacta lo que ocurre en su red de distribución interna.
- Utilizar modelos para la predicción de la velocidad del viento que agreguen incertidumbre con el fin de representar el comportamiento de las condiciones meteorológicas de forma más realista.
- Implementar modelos de sistemas de almacenamiento de energía para que operen en conjunto con los parques eólicos, de tal manera que las plantas renovables puedan ofertar energía y ser despachadas en el mercado eléctrico a partir de pronósticos meteorológicos confiables.
- Implementar la optimización conjunta de energía y reservas de potencia que permita encontrar el margen de reservas óptimo para SEP con múltiples áreas, incluyendo parques eólicos.



# Referencias

- [1] G. Tsaousoglou, J. S. Giraldo, and N. G. Paterakis, “Market Mechanisms for Local Electricity Markets: A review of models, solution concepts and algorithmic techniques,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 156, p. 111890, Mar. 2022.
- [2] A. Banshwar, N. K. Sharma, Y. R. Sood, and R. Shrivastava, “An international experience of technical and economic aspects of ancillary services in deregulated power industry: Lessons for emerging BRIC electricity markets,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 90, pp. 774–801, Jul. 2018.
- [3] J. Lin and F. Magnago, *Electricity markets : theories and applications*. Hoboken, New Jersey: Wiley / IEEE Press, 2017.
- [4] ERCOT, “Operating Procedure Manual - Real Time Desk.” Available: <https://www.ercot.com/mktrules/guides/procedures> (accessed Nov. 23, 2022).
- [5] Secretaría de Energía, SENER, “Manual de Mercado Eléctrico de Energía de Corto Plazo,” Jun. 17, 2016. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCP.aspx> (accessed Nov. 14, 2022).
- [6] A. J. Conejo, M. Carrión, and J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*. New York, NY: Springer Us, 2010.
- [7] J. Zhu, *Optimization of power system operation*. Hoboken, New Jersey Wiley, 2015.
- [8] R. Petrovic and B. Kralj, “Economic and environmental power dispatch,” *European Journal of Operational Research*, vol. 64, no. 1, pp. 2–11, 1993.
- [9] S. Frank, I. Steponavice, and S. Rebennack, “Optimal power flow: a bibliographic survey I,” *Energy Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 221–258, Apr. 2012.
- [10] L. M. Castro, J. H. Tovar-Hernández, N. González-Cabrera, and J. R. Rodríguez-Rodríguez, “Real-power economic dispatch of AC/DC power transmission systems comprising multiple VSC-HVDC equipment,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 107, pp. 140–148, May 2019.
- [11] N. González-Cabrera, L. M. Castro, G. Gutiérrez-Alcaraz, and J. H. Tovar-Hernandez, “Alternative approach for efficient OPF calculations in hybrid AC/DC power grids with VSC-HVDC systems based on shift factors,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 124, p. 106395, Jan. 2021.
- [12] Y. Fu, X. Tian, W. Zhao, N. Ning, Q. Liao, W. Xie and Y. Ma, "Comparison of modeling methods of dynamic economic dispatch with stochastic wind power integration," *2017 IEEE Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, Beijing, China, pp. 1-6, 2017.

- [13] A. Abid, T. N. Malik, F. Abid, and I. A. Sajjad, "Dynamic Economic Dispatch Incorporating Photovoltaic and Wind Generation using Hybrid FPA with SQP," *IETE Journal of Research*, vol. 66, no. 2, pp. 204–213, Jun. 2018.
- [14] X. Feng, S. Lin, W. Liu, W. Liang and M. Liu, "Distributionally robust optimal dispatch of offshore wind farm cluster connected by VSC-MTDC considering wind speed correlation," in *CSEE Journal of Power and Energy Systems*, 2012.
- [15] Khorramdel, M. Gitizadeh, C. Y. Chung, M. M. Othman, and H. H. Alhelou, "An Adjustable Robust Economic Energy and Reserve Dispatch Problem Incorporating Large-Scale Wind Farms," *IEEE Access*, vol. 10, pp. 73969–73987, 2022.
- [16] Md. N. H. Shazon, Nahid-Al-Masood, and A. Jawad, "Frequency control challenges and potential countermeasures in future low-inertia power systems: A review," *Energy Reports*, vol. 8, pp. 6191–6219, Nov. 2022.
- [17] Secretaría de Energía, SENER, "Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2022 – 2036.," Jun. 01, 2022. Available: <https://www.gob.mx/sener/articulos/programa-para-el-desarrollo-del-sistema-electrico-nacional>. (accessed Aug. 18, 2022).
- [18] IRENA, "Renewable energy targets in 2022: A guide to design," [www.irena.org](http://www.irena.org), 2022. Available: <https://www.irena.org/Publications/2022/Nov/Renewable-energy-targets-in-2022> (accessed Feb. 21, 2023).
- [19] A. Korompili, Q. Wu, and H. Zhao, "Review of VSC HVDC connection for offshore wind power integration," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 59, pp. 1405–1414, Jun. 2016.
- [20] IEA, "Wind Power – Analysis," IEA, Nov. 2021. Available: <https://www.iea.org/reports/wind-power> (accessed Aug. 18, 2022).
- [21] IRENA, "Country Rankings," [www.irena.org](http://www.irena.org). Available: <https://www.irena.org/Data/View-data-by-topic/Capacity-and-Generation/Country-Rankings> (accessed Feb. 22, 2023).
- [22] L. Papadopoulos, "Meet Voltaire: World's tallest wind turbine installation ship that's greater than Eiffel Tower," [interestingengineering.com](http://interestingengineering.com), Jan. 05, 2023. Available: [https://interestingengineering.com/innovation/voltaire-wind-turbine-installation-ship?utm\\_source=Twitter&utm\\_medium=content&utm\\_campaign=organic&utm\\_content=Jan05](https://interestingengineering.com/innovation/voltaire-wind-turbine-installation-ship?utm_source=Twitter&utm_medium=content&utm_campaign=organic&utm_content=Jan05) (accessed Jan. 10, 2023).
- [23] E. Acha, P. Roncero-Sánchez, A. de la Villa - Jaen, L. M. Castro, and B. Kazemtabrizi, *VSC-FACTS-HVDC Analysis, Modelling and Simulation in Power Grids*, Hoboken, NJ John Wiley & Sons, 2019.
- [24] Dogger Bank, "About The Dogger Bank Wind Farm Projects," Dogger Bank Wind Farm. Available: <https://doggerbank.com/about/> (accessed Jan. 10, 2023).
- [25] Finish National Electricity Transmission Grid Operator, "Grid Code Specifications for Power Generating Facilities VJV2018," 2018. Available <https://www.fingrid.fi/en/grid/grid-connection-agreement-phases/grid-code-specifications/grid-code-specifications-for-power-generating-facilities2/> (accessed Jan. 09, 2023).

- [26] ENERGINET, “Technical regulation 3.2.5 for wind power plants above 11 kW,” 2016. Available: <https://en.energinet.dk/Electricity/Rules-and-Regulations/Regulations-for-grid-connection/> (accessed Jan. 09, 2023).
- [27] National Grid ESO, “The Grid Code, issue 6, revision 16,” 2023. Available: <https://www.nationalgrideso.com/electricity-transmission/industry-information/codes/grid-code/code-documents> (accessed Jan. 09, 2023).
- [28] TenneT B. V., “Grid Connection Requirements, High and Extra-High Voltage,” 2022. Available: [https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user\\_upload/The\\_Electricity\\_Market/German\\_Market/Grid\\_customers/NAR\\_2022\\_08\\_EN.pdf](https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user_upload/The_Electricity_Market/German_Market/Grid_customers/NAR_2022_08_EN.pdf) (accessed Jan. 09, 2023).
- [29] Comisión Reguladora de Energía, CRE, “Disposiciones administrativas de carácter general (DACG); criterios de eficiencia, calidad, confiabilidad, continuidad, seguridad y sustentabilidad del Sistema Eléctrico Nacional,” Dec. 31, 2021. Available: [https://www.dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0](https://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5639920&fecha=31/12/2021#gsc.tab=0) (accessed Aug. 08, 2022).
- [30] X. Zhang *et al.*, “Deloading Power Coordinated Distribution Method for Frequency Regulation by Wind Farms Considering Wind Speed Differences,” *IEEE Access*, vol. 7, pp. 122573–122582, 2019.
- [31] M. R. Patel, Wind and solar power systems, Boca Raton, Florida: Crc Press, 1999.
- [32] T. Ackermann, Wind power in power systems, Chichester, West Sussex; Hoboken, New Jersey: Wiley, 2012.
- [33] L. M. Castro and E. Acha, “A new method to assess the contribution of VSC-HVDC connected wind farms to the primary frequency control of power networks,” *Electric Power Systems Research*, vol. 154, pp. 48–58, Jan. 2018.
- [34] H. Saadat, Power system analysis, McGraw-Hill, 1999.
- [35] W. D. Stevenson y J. J. Grainger, Análisis de sistemas eléctricos de potencia, Mc Graw Hill, 1996.
- [36] D. P. Kothari and I. J. Nagrath, Sistemas eléctricos de potencia, 3rd ed. McGraw-Hill, 2008.
- [37] J. D. Glover, T. J. Overbye, and M. S. Sarma, Power system analysis & design, Boston, Ma: Cengage Learning, 2017.
- [38] A. J. Wood and B. F. Wollenberg, Power generation, operation, and control, 2nd edition. New York John Wiley & Sons, Inc, 1996.
- [39] O. I. Elgerd, Electric Energy Systems Theory, 2nd ed. United States of America: McGraw-Hill, 1982.
- [40] L. M. Castro, E. Acha, and C. R. Fuerte-Esquivel, “A novel VSC-HVDC link model for dynamic power system simulations,” *Electric Power Systems Research*, vol. 126, pp. 111–120, Sep. 2015.
- [41] L. M. Castro, E. Acha, and J. R. Rodriguez-Rodriguez, “Efficient method for the real-time contingency analysis of meshed HVDC power grids fed by VSC stations,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 12, no. 13, pp. 3158–3166, Jun. 2018.
- [42] L. M. Castro and E. Acha, “On the Dynamic Modeling of Marine VSC-HVDC Power Grids Including Offshore Wind Farms,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1–1, 2020.

- [43] Secretaria de Energía, SENER, “Manual de Mercado de Energía de Corto Plazo,” Jun. 17, 2016. Available: <https://www.cenace.gob.mx/Paginas/SIM/MercadoCP.aspx> (accessed Apr. 11, 2023).
- [44] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, John Wiley & Sons, 2006.
- [45] J. A. Quiñónez, “Aplicación de Modelos de Despacho Óptimo para la Evaluación del Servicio Auxiliar de Reserva de Potencia Activa”, Instituto Tecnológico de Morelia, 8 de septiembre de 2006.
- [46] D. J. Willis *et al.*, “Wind energy research: State-of-the-art and future research directions,” *Renewable Energy*, vol. 125, pp. 133–154, Sep. 2018.
- [47] L. M. Castro, C. R. Fuerte-Esquivel, and J. H. Tovar-Hernández, “A unified approach for the solution of power flows in electric power systems including wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 81, no. 10, pp. 1859–1865, Oct. 2011.
- [48] P. Lakshmanan, J. Liang, and N. Jenkins, “Assessment of collection systems for HVDC connected offshore wind farms,” *Electric Power Systems Research*, vol. 129, pp. 75–82, Dec. 2015.
- [49] G. W. Stagg and A. H. El-Abiad, *Computer Methods in Power System Analysis*. 1968.
- [50] 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, no. 3, pp. 1010–1020, 1999.
- [51] J. S. Guzmán-Feria, L. M. Castro, J. H. Tovar-Hernández, N. González-Cabrera, and G. Gutiérrez-Alcaraz, “Unit commitment for multi-terminal VSC-connected AC systems including BESS facilities with energy time-shifting strategy,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 134, p. 107367, Jan. 2022.
- [52] S. Mathew, G.S. Philip, 2.05 - Wind Turbines: Evolution, Basic Principles, and Classifications Editor(s): Trevor M. Letcher, *Comprehensive Renewable Energy* (Second Edition), pp. 104-123, 2012.
- [53] S. M. Masoudi and M. Baneshi, “Layout optimization of a wind farm considering grids of various resolutions, wake effect, and realistic wind speed and wind direction data: A techno-economic assessment,” *Energy*, p. 123188, Jan. 2022.
- [54] H. Sun, X. Gao, and H. Yang, “A review of full-scale wind-field measurements of the wind-turbine wake effect and a measurement of the wake-interaction effect,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 132, p. 110042, Oct. 2020.
- [55] R. Shakoor, M. Y. Hassan, A. Raheem, and Y.-K. Wu, “Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 58, pp. 1048–1059, May 2016.

# Apéndice A

## Fundamentos de energía eólica

### A.1 Clasificación de los aerogeneradores

Los aerogeneradores pueden clasificarse de acuerdo con el eje de rotación de sus turbinas, eje vertical (VAWT, por sus siglas en inglés) y eje horizontal (HAWT, por sus siglas en inglés), siendo estos últimos los más utilizados a nivel mundial [31, 32]. Los componentes principales de un HAWT se muestran en la Figura A.1, donde se destacan el sistema de viraje y el mecanismo de control de las aspas del rotor a través de las mediciones obtenidas del anemómetro.

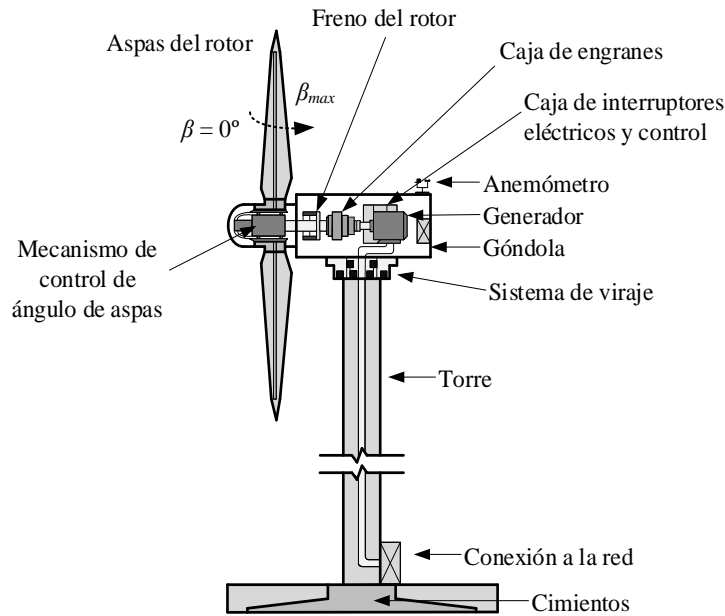


Figura A.1 Componentes principales de un aerogenerador de eje vertical

Los HAWT tienen grandes ventajas como una velocidad de arranque de viento baja y coeficiente de potencia alto, torres más altas que aprovechan el potencial eólico disponible y un mayor control sobre el ángulo de ataque de las aspas. Sin embargo, también tienen desventajas como la necesidad de accionamientos de viraje para orientar la turbina, un gran soporte estructural para el generador y la caja de engranes, instalación y mantenimiento difícil y costoso, además de que la altura del mástil agrava los problemas relacionados con el impacto visual de los parques

eólicos [52]. Por otro lado, los aerogeneradores se pueden clasificar según su operación en la red eléctrica como de velocidad fija y de velocidad variable.

- ***Aerogeneradores de velocidad fija***

Hasta finales de los años noventa, la mayoría de los aerogeneradores eran de velocidad fija con niveles de potencia inferiores a 1.5 [MW] [32]. Estos aerogeneradores utilizan una caja de cambios de tres etapas y un generador de inducción de jaula de ardilla conectado directamente a la red. El generador tiene dos devanados para modificar la producción de energía, uno se utiliza con velocidades de viento bajas, normalmente de ocho polos y, el otro, con velocidades medias y altas, normalmente de cuatro a seis polos [32]. El aerogenerador de velocidad fija es simple, confiable y ampliamente probado, sin embargo, tiene un consumo de energía reactiva alto, estrés mecánico y control de calidad de energía limitado.

- ***Aerogeneradores de velocidad variable***

Los aerogeneradores de velocidad variable funcionan en un amplio rango de velocidades de viento y están diseñados para lograr la máxima eficiencia en cada una de ellas. Estos equipos adaptan la velocidad de rotación  $\omega$  de la turbina eólica según la velocidad del viento  $V_w$ . De esta manera, la relación de velocidad punta  $\lambda$  se mantiene en el valor que corresponde al coeficiente de potencia óptimo o máximo [32]. Estas turbinas tienen como ventajas una mayor captura energética, calidad de energía y un estrés mecánico menor. Entre sus desventajas están las pérdidas por la electrónica de potencia, el aumento en componentes y costo del equipo. Dentro de los aerogeneradores de velocidad variable destacan: el generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés) y el generador síncrono de imanes permanentes de accionamiento directo (PMSG, por sus siglas en inglés).

## **A.2 Modelo de turbina eólica**

La turbina eólica convierte la energía eólica en energía mecánica por medio de un par aplicado en el tren de transmisión. Por lo que es necesario un modelo de turbina eólica que evalúe el par y la potencia para una velocidad de viento  $V_w$  determinada, así como el efecto de las variaciones de velocidad en el par producido. La Figura A.2 muestra un generador eólico de eje horizontal con un área de barrido  $A$  expuesta a una corriente de viento de velocidad  $V_w$ .

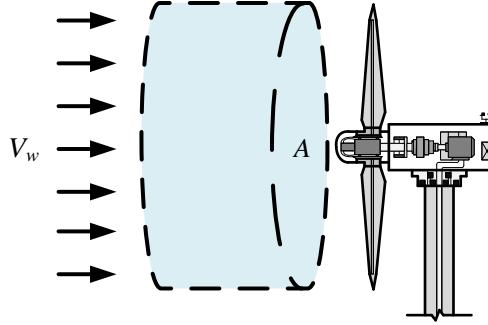


Figura A.2 Turbina eólica interactuando con la corriente de viento

La potencia  $P_m$  producida por la turbina dentro del intervalo de velocidad angular  $[\omega_{min}; \omega_{max}]$  es proporcional al área de barrido  $A$ , la densidad del aire  $\rho$ , la velocidad del viento  $V_w$  y un coeficiente de potencia  $C_p$  [31, 32, 47]. Por lo que esta relación se puede expresar como en (A.1):

$$P_m = C_p \left( \frac{1}{2} \rho A V_w^3 \right) = \frac{1}{2} \rho A V_w^3 C_p \quad (\text{A.1})$$

#### - **Coefficiente de potencia**

El valor máximo del coeficiente de potencia  $C_p$  está definido por el límite de Betz que establece que una turbina no puede extraer de una corriente de aire más del 59.30 [%] de la potencia [32]. Este coeficiente no es constante, sino que depende de la velocidad del viento, la velocidad de rotación de la turbina y los parámetros de las aspas de la turbina, así como del ángulo de inclinación de las aspas. El coeficiente de potencia  $C_p$  es una función de la relación de velocidad punta  $\lambda$ , o tip speed ratio (TSR, por sus siglas en inglés) y el ángulo de inclinación de las aspas  $\beta$  (en grados) [31]. De acuerdo con [31, 32, 47],  $C_p$  puede expresarse como en (A.2):

$$C_p = c_1 \left( \frac{c_2}{\lambda_i} - c_3 \beta - c_4 \beta^{c_5} - c_6 \right) e^{-\frac{c_7}{\lambda_i}} \quad (\text{A.2})$$

donde,

$$\lambda_i = \left[ \left( \frac{1}{\lambda + c_8 \beta} \right) - \left( \frac{1}{\beta^3 + 1} \right) \right]^{-1} \quad (\text{A.3})$$

$$\lambda = \frac{V_p}{V_w} = \frac{R_r \omega}{V_w} = \frac{R_r n_{mb} \omega_s (1-s)}{V_w} \quad (\text{A.4})$$

$V_p$  es la velocidad punta de las aspas,  $R_r$  es el radio del rotor,  $n_{gb}$  es la relación de caja de engranes,  $\omega_s$  es la velocidad síncrona angular,  $s$  es el deslizamiento del generador de inducción,  $\beta$  es el ángulo de inclinación de las aspas y las constantes  $c_1$  a  $c_9$  son los parámetros de diseño del aerogenerador.

### A.3 Efecto de estela

Al extraer la energía del viento a través del rotor de la turbina se provoca un flujo de aire inestable detrás del rotor, a lo cual se le conoce como efecto de estela [53, 54]. Como resultado, los aerogeneradores aguas abajo reciben un flujo de viento modificado en términos de velocidad media y de turbulencia, produciendo menos energía. La pérdida de potencia en un aerogenerador por el efecto de estela puede representar entre el 10 y 20 [%] de la potencia total [54].

La Figura A.3(a) muestra una representación esquemática de un parque eólico con 5 turbinas. Los aerogeneradores T1 y T2 reciben la velocidad de viento libre, mientras que T3 y T5 funcionan con un sólo efecto de estela, en tanto que T4 opera bajo dos estelas. Las estelas de los aerogeneradores se clasifican en estela cercana y lejana, de acuerdo con las pérdidas de potencia. La Figura A.3(b) muestra que la estela cercana es la región desde la turbina hasta casi dos o tres veces el diámetro del rotor aguas abajo, mientras que la estela lejana es la región más allá de la estela cercana y tiene un gran impacto en parques eólicos de gran dimensión [55].

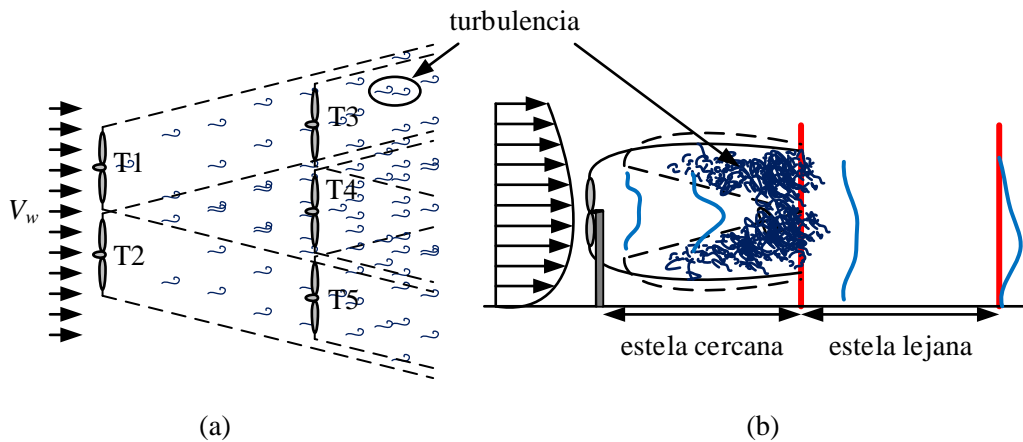


Figura A.3 (a) Esquema del modelo de estela de un parque eólico [53], (b) Perfil de velocidad detrás de un aerogenerador [55].



# Apéndice B

## Flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad (SCOPF)

El objetivo de los flujos óptimos de potencia es minimizar el costo de generación mientras se satisface la demanda del sistema y se cumplen las restricciones de flujos de potencia, seguridad del sistema y límites de operación de los equipos conectados [7]. Cuando además de restricciones de flujos de potencia, se consideran restricciones de reservas rodantes y regulación, se puede hablar de flujos óptimos de potencia con restricciones de seguridad (SCOPF, por sus siglas en inglés). En el SCOPF, se manipulan diferentes variables de control como voltajes y ángulos de fase de los nodos, y las potencias activa y reactiva de salida, para lograr una operación óptima de la red.

Al igual que en el modelo propuesto de SCED, cuando se utiliza un SCOPF no se pretende conseguir un ahorro en los costos de producción respecto a un *despacho económico clásico*, sino aumentar la seguridad del sistema. Ya que como se mencionó, los resultados del *despacho económico clásico*, al no considerar la red del sistema, pueden estar cerca de valores límite en ocasiones y no ser funcionales para la operación real del SEP. Sin embargo, esta ventaja en seguridad que ofrece el modelo de SCOPF se paga en términos de su complejidad computacional.

### B.1 Modelo de SCOPF con parques eólicos

El modelo de SCOPF que se presenta en las expresiones (B.1) – (B.20) considera la integración de parques eólicos a través de líneas de transmisión de CA y su participación en los servicios de regulación y reservas rodantes, de acuerdo con los requerimientos del código de red. La función objetivo del modelo (B.1) minimiza los costos de los generadores, misma que está sujeta a las restricciones que se presentan en (B.2) – (B.20). Las expresiones (B.2) – (B.3) son las ecuaciones de balance nodal de potencia activa y reactiva, respectivamente. Los límites de magnitud de voltaje se observan con (B.4). En las expresiones (B.5) – (B.7) se consideran las restricciones máxima y mínima de potencia activa y reactiva, respectivamente, mientras que los límites de rampas de subida y bajada de los generadores se establecen con (B.8) – (B.9). Similarmente, los límites de flujos de potencia se hacen cumplir con (B.10). Mediante (B.12) y

(B.15), se consideran las restricciones de reservas rodantes de las turbinas  $SR_t$  y del parque eólico  $SR_{wf}$ , respectivamente. El cálculo de la regulación de las turbinas  $R_t$  se realiza con (B.16), tal y como se explica en la Sección 3.2.1. Con (B.17) y (B.18) se hacen cumplir los límites de regulación de las turbinas y de la ganancia  $K_\beta$ , mientras que usando (B.20), se fijan los límites de regulación por parte del parque eólico  $R_{wf}$ . Cabe señalar que las variables de decisión de este problema son  $P_g$ ,  $SR_t$  y  $K_\beta$  mientras que las restricciones de desigualdad son  $6ng + 4n + 2nl + 6t + 3wf$ .

$$\min \left[ \sum_{i=1}^{ng} CG_i(P_{gi}) = \sum_{i=1}^{ng} (a_i + b_i P_{gi} + c_i P_{gi}^2) \right] \quad (\text{B.1})$$

Sujeto a:

$$P_{g\zeta} - P_{d\zeta} - P_{\zeta}^{cal} = 0 \quad \forall \zeta = 1, \dots, n \quad (\text{B.2}) \quad SR_{tj}^{\min} \leq SR_{tj} \leq SR_{tj}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (\text{B.12})$$

$$Q_{g\zeta} - Q_{d\zeta} - Q_{\zeta}^{cal} = 0 \quad \forall \zeta = 1, \dots, n \quad (\text{B.3}) \quad P_{wfp} = \sum_{i=1}^{nt} P_{mi} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (\text{B.13})$$

$$V_{\zeta}^{\min} \leq V_{\zeta} \leq V_{\zeta}^{\max} \quad \forall \zeta = 1, \dots, n \quad (\text{B.4}) \quad SR_{wfp} = P_{wfp}^{opt} - P_{wfp} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (\text{B.14})$$

$$P_{gi}(1 + SR_{gi}) \leq P_{gi}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.5}) \quad SR_{wfp} \geq SR_{wfp}^{\min} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (\text{B.15})$$

$$P_{gi}(1 - SR_{gi}) \geq P_{gi}^{\min} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.6}) \quad R_{tj} = \left( K_{\beta j} \frac{\partial P_{mj}}{\partial \beta_j} \Big|_{(V_{w_j}, \alpha_{optj})} \right)^{-1} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (\text{B.16})$$

$$Q_{gi}^{\min} \leq Q_{gi} \leq Q_{gi}^{\max} \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.7})$$

$$P_{gi} - P_{gi}^0 \leq R_{gi}^U \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.8}) \quad R_{tj}^{\min} \leq R_{tj} \leq R_{tj}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (\text{B.17})$$

$$P_{gi}^0 - P_{gi} \leq R_{gi}^D \quad \forall i = 1, \dots, ng \quad (\text{B.9}) \quad K_{\beta j}^{\min} \leq K_{\beta j} \leq K_{\beta j}^{\max} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (\text{B.18})$$

$$-P_{km}^{\max} \leq \text{Re} \{ \mathbf{V}_k \mathbf{I}_{km}^* \} \leq P_{km}^{\max} \quad km \in \mathbb{Z}_{nl} \quad (\text{B.10}) \quad R_{wfp} = \sum_{i=1}^{nt} R_{ti} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (\text{B.19})$$

$$SR_{tj} = P_{mj}^{opt} - P_{mj} \quad \forall j = 1, \dots, nt \quad (\text{B.11}) \quad R_{wfp}^{\min} \leq R_{wfp} \leq R_{wfp}^{\max} \quad \forall p = 1, \dots, wf \quad (\text{B.20})$$

donde  $P_{\zeta}^{cal}$  y  $Q_{\zeta}^{cal}$  son las potencias activa y reactiva calculadas en el nodo  $\zeta$ ,  $V_{\zeta}$  y  $\theta_{\zeta}$  son la magnitud y ángulo del nodo  $\zeta$ ,  $Q_g$  es la potencia reactiva generada,  $Q_g^{\max}$  y  $Q_g^{\min}$  son los límites máximo y mínimo, respectivamente y  $\mathbb{Z}_{nl}$  es el conjunto de líneas de transmisión.

# Apéndice C

## Descripción del sistema de prueba IEEE RTS de 24 nodos

Los parámetros mostrados en la Tabla C-I se refieren a las líneas de transmisión de CA del Área I reportados en [47]. Es importante mencionar que las Áreas I – IV comparten el mismo arreglo, por lo que los parámetros de las líneas de transmisión de las Áreas II, III y IV se obtienen sumando 24, 48 y 72 a los nodos de las líneas de la Tabla C-1, respectivamente, de tal manera que los datos sean consistentes con lo presentado en la Figura 4.10 de la Sección 4.3. La Tabla C-II presenta los parámetros de las plantas de generación [48], mientras que la Tabla C-III muestra las demandas de potencia activa y reactiva de los nodos.

Tabla C-I Parámetros de líneas de transmisión para el Área I

Línea	$r$ [p.u.]	$x$ [p.u.]	$P_{km}^{max}$ [p.u.]	Línea	$r$ [p.u.]	$x$ [p.u.]	$P_{km}^{max}$ [p.u.]
1 – 2	0.0026	0.0139	1.8	11 – 13	0.0061	0.0476	5.0
1 – 3	0.0546	0.2112	1.8	11 – 14	0.0054	0.0418	5.0
1 – 5	0.0218	0.0845	1.8	12 – 13	0.0061	0.0476	5.0
2 – 4	0.0328	0.1267	1.8	12 – 23	0.0124	0.0966	5.0
2 – 6	0.0497	0.1920	1.8	13 – 23	0.0111	0.0865	5.0
3 – 9	0.0308	0.1190	1.8	14 – 16	0.0050	0.0389	5.0
3 – 24	0.0023	0.0839	4.0	15 – 16	0.0022	0.0173	5.0
4 – 9	0.0268	0.1037	1.8	15 – 21	0.0063	0.0490	10.0
5 – 10	0.0228	0.0883	1.8	15 – 24	0.0067	0.0519	5.0
6 – 10	0.0139	0.0605	1.8	16 – 17	0.0033	0.0259	5.0
7 – 8	0.0159	0.0614	1.8	16 – 19	0.0030	0.0231	5.0
8 – 9	0.0427	0.1651	1.8	17 – 18	0.0018	0.0144	5.0
8 – 10	0.0427	0.1651	1.8	17 – 22	0.0135	0.1053	5.0
9 – 11	0.0023	0.0839	4.0	18 – 21	0.0060	0.0132	10.0
9 – 12	0.0023	0.0839	4.0	19 – 20	0.0100	0.0203	10.0
10 – 11	0.0023	0.0839	4.0	20 – 23	0.0060	0.0112	10.0
10 – 12	0.0023	0.0839	4.0	21 – 22	0.0087	0.0678	5.0

Tabla C-II Parámetros de los generadores del sistema.

Gen.	Nodo	$a_g$ [\$/hr]	$b_g$ [\$/MWhr]	$c_g$ [\$/MW <sup>2</sup> hr]	$P_g^{max}$ [MW]	$P_g^{min}$ [MW]	SR [%]	$R_g^U$ [MW/hr]	$R_g^D$ [MW/hr]
G1, G11, G21, G31	1, 25, 49, 73	212.31	16.08	0.01414	62.00	192.00	5	120	120
G2, G12, G22, G33	2, 26, 50, 74	212.31	16.08	0.01414	62.00	192.00	5	120	120
G3, G13, G23, G33	7, 31, 55, 79	781.52	43.66	0.05267	75.00	300.00	5	300	300
G4, G,14, G24, G34	13, 37, 61, 85	832.76	48.58	0.00717	206.85	591.00	5	240	240
G5, G15, G25, G35	15, 39, 63, 87	382.24	12.39	0.00834	66.25	215.00	5	215	215
G6, G16, G26, G36	16, 40, 64, 88	382.24	12.39	0.00834	66.25	215.00	5	155	155
G7, G17, G27, G37	18, 42, 66, 90	395.38	4.42	0.00021	100.00	400.00	5	280	280
G8, G18, G28, G38	21, 45, 69, 93	395.38	4.42	0.00021	100.00	400.00	5	280	280
G9, G19, G29, G39	22, 46, 70, 94	100.00	0.0001	0.00001	0.00	300.00	5	300	300
G10, G20, G30, G40	23, 47, 71, 95	665.109	11.85	0.00489	248.5	660.00	5	420	420

Tabla C-III Parámetros de la demanda del sistema.

Nodo	$P_d$ [p.u.]	$Q_d$ [p.u.]	Nodo	$P_d$ [p.u.]	$Q_d$ [p.u.]
1, 25, 49, 73	1.08	0.22	10, 34, 58, 82	1.95	0.40
2, 26, 50, 74	0.97	0.20	13, 37, 61, 85	2.65	0.54
3, 27, 51, 75	1.80	0.37	14, 38, 62, 85	1.94	0.39
4, 28, 52, 76	0.74	0.15	15, 39, 63, 87	3.17	0.64
5, 29, 53, 77	0.71	0.14	16, 40, 64, 88	1.00	0.20
6, 30, 54, 76	1.36	0.28	18, 42, 66, 90	3.33	0.68
7, 31, 55, 79	1.25	0.25	19, 43, 67, 91	1.81	0.37
8, 32, 56, 80	1.71	0.35	20, 44, 68, 92	1.28	0.26
9, 33, 57, 81	1.75	0.36			