



Universidad de San Carlos de Guatemala
Facultad de Ingeniería
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica

**OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON
SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA
INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA**

Byron Alberto Felipe Ajuchán

Asesorado por el Ing. Danilo Fernando Sontay Chan

Guatemala, octubre de 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA



FACULTAD DE INGENIERÍA

**OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON
SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA
INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA**

TRABAJO DE GRADUACIÓN

PRESENTADO A LA JUNTA DIRECTIVA DE LA
FACULTAD DE INGENIERÍA
POR

BYRON ALBERTO FELIPE AJUCHÁN

ASESORADO POR EL ING. DANILO FERNANDO SONTAY CHAN

AL CONFERÍRSELE EL TÍTULO DE

INGENIERO ELECTRICISTA

GUATEMALA, OCTUBRE DE 2016

UNIVERSIDAD DE SAN CARLOS DE GUATEMALA
FACULTAD DE INGENIERÍA



NÓMINA DE JUNTA DIRECTIVA

DECANO	Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
VOCAL I	Ing. Angel Roberto Sic García
VOCAL II	Ing. Pablo Christian de León Rodríguez
VOCAL III	Inga. Elvia Miriam Ruballos Samayoa
VOCAL IV	Br. Raúl Eduardo Ticún Córdoba
VOCAL V	Br. Henry Fernando Duarte García
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

TRIBUNAL QUE PRACTICÓ EL EXAMEN GENERAL PRIVADO

DECANO	Ing. Murphy Olympto Paiz Recinos
EXAMINADOR	Ing. Jorge Gilberto González Padilla
EXAMINADOR	Ing. Byron Armando Cuyán Culajay.
EXAMINADOR	Ing. Jorge Luis Pérez Rivera
SECRETARIO	Ing. Hugo Humberto Rivera Pérez

HONORABLE TRIBUNAL EXAMINADOR

En cumplimiento con los preceptos que establece la ley de la Universidad de San Carlos de Guatemala, presento a su consideración mi trabajo de graduación titulado:

OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA

Tema que me fuera asignado por la Dirección de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, con fecha 2 noviembre de 2014.

Byron Alberto Felipe Ajuchán

Guatemala, 15 de julio de 2016

Ingeniero
Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área de Potencia
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC

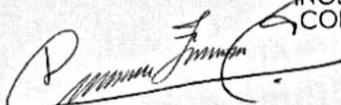
Estimado Ingeniero Orozco:

Atentamente informo a usted que he tenido a bien revisar el Trabajo de Graduación titulado **“OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA”** desarrollado por el estudiante Byron Alberto Felipe Ajuchán; y habiéndolo encontrado satisfactorio en su contenido y resultados me permito dar aprobación al mismo en el entendido de que tanto el Autor como el Asesor, somos responsables del desarrollo y conclusiones del mismo.

Sin otro particular quedo de usted,

Atentamente,

Danilo Fernando Sontay Chan
INGENIERO ELECTRICISTA
COLEGIADO No. 11,211



Ing. Danilo Fernando Sontay Chan

Colegiado 11211

Asesor



Ref. EIME 53. 2016.

Guatemala, 10 de AGOSTO 2016.

Señor Director
Ing. Francisco Javier González López
Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica
Facultad de Ingeniería, USAC.

Señor Director:

Me permito dar aprobación al trabajo de Graduación titulado:
**OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA
CORTO PLAZO CON SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN
ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA
INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE
GUATEMALA,** del estudiante **Byron Alberto Felipe Ajuchán,**
que cumple con los requisitos establecidos para tal fin.

Sin otro particular, aprovecho la oportunidad para saludarle.

Atentamente,
ID Y ENSEÑAD A TODOS

Ing. Gustavo Benigno Orozco Godínez
Coordinador Área Potencia



SRO



REF. EIME 53. 2016.

El Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, después de conocer el dictamen del Asesor, con el Visto Bueno del Coordinador de Área, al trabajo de Graduación del estudiante; **BYRON ALBERTO FELIPE AJUCHÁN**, titulado: **OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA**, procede a la autorización del mismo.

Ing. Francisco Javier González López



GUATEMALA, 6 DE SEPTIEMBRE 2016.

Universidad de San Carlos
De Guatemala



Facultad de Ingeniería
Decanato

Ref. DTG.D.457-2016

El Decano de la Facultad de Ingeniería de la Universidad de San Carlos de Guatemala, luego de conocer la aprobación por parte del Director de la Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica al trabajo de graduación titulado: **OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO CON SIMULACIÓN DE ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA, CONSIDERANDO LA INCORPORACIÓN DE CENTRALES EÓLICAS AL SNI DE GUATEMALA**, presentado por el estudiante universitario: **Byron Alberto Felipe Ajuchán**, y después de haber culminado las revisiones previas bajo la responsabilidad de las instancias correspondientes, se autoriza la impresión del mismo.

IMPRÍMASE.

9/27/16
Ing. Pedro Antonio Aguilar Polanco
Decano



Guatemala, octubre de 2016

ACTO QUE DEDICO A:

- Dios** Por todas las bendiciones, su protección y por darme las fuerzas que me permiten superarme cada día.
- Mis padres** Reginaldo Felipe y María Yanuaría Ajuchán, por su amor, trabajo y sacrificios, que permitieron mi desarrollo académico y profesional.
- Mis hermanos** Flor de María, Rolando, Hilda, Hermelinda y Walter, por su apoyo incondicional, sus consejos, su paciencia durante los momentos difíciles y brindarme tantas alegrías que sirvieron como fuente de motivación para culminar mi formación académica.
- Mi familia** Abuelos, tíos, primos y sobrinos por su incomparable cariño y apoyo durante toda la vida.

AGRADECIMIENTOS A:

Universidad de San Carlos de Guatemala	Por la oportunidad brindada para realizar mi formación académica.
Facultad de Ingeniería	Por permitirme adquirir conocimientos en la rama de ingeniería que tanto me apasiona.
Instituto Técnico Vocacional	Por haber aprendido en sus aulas los valores del estudio y el trabajo que me llevaron a convertirme en un profesional.
Mis amigos de la carrera	Brian Foronda, Pablo Gramajo y Hugo López por su ejemplo de estudio, esfuerzo y excelencia y por su invaluable ayuda durante los años de estudio compartidos.
Mis amigos	Por los momentos compartidos, por sus consejos y apoyo incondicional.
Ingeniero Danilo Sontay	Por su esfuerzo, conocimientos, paciencia y motivación brindada para la realización de este trabajo.
Ingenieros amigos del AMM.	Por su amistad y apoyo para la elaboración de este trabajo.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES.....	VII
LISTA DE SÍMBOLOS	XI
GLOSARIO	XV
RESUMEN.....	XIX
OBJETIVOS.....	XXI
INTRODUCCIÓN.....	XXIII
1. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO	1
1.1. Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala	1
1.1.1. Organización institucional.....	1
1.1.1.1. Participantes en el Mercado Mayorista	3
1.1.2. Marco regulatorio nacional.....	4
1.1.2.1. Normas de Coordinación Comercial	4
1.1.2.2. Normas de Coordinación Operativa.....	4
1.1.3. Transacciones en el Mercado Mayorista	5
1.1.4. Marco regulatorio regional	8
1.1.5. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional	8
1.2. Sistema Nacional Interconectado	10
1.2.1. Sistema de generación	10
1.2.2. Red de transporte de energía	14
1.2.3. Demanda del sistema	15
1.2.4. Intercambios regionales de energía e interconexiones.....	17

1.2.5.	Estudios eléctricos del sistema	18
1.2.6.	Programación de despacho.....	19
1.2.7.	Despacho de generación durante la operación en tiempo real.....	21
1.2.8.	Control de frecuencia y reservas operativas	22
1.2.8.1.	Reserva Rodante Regulante	23
1.2.8.2.	Reserva Rodante Operativa	24
1.2.8.3.	Reserva Rápida.....	24
2.	CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EN CENTRALES EÓLICAS.....	25
2.1.	Energía eólica	25
2.1.1.	Variaciones espaciales y temporales del viento	25
2.1.1.1.	Variaciones verticales del viento	26
2.1.1.2.	Velocidades medias del viento	27
2.1.1.3.	Turbulencia atmosférica	28
2.1.1.4.	Velocidad extrema del viento	29
2.2.	Aerogeneradores	29
2.3.	Conversión de la energía en aerogeneradores	32
2.3.1.	Rendimiento del aerogenerador	33
2.3.2.	Curva de potencia del aerogenerador	34
2.3.3.	Clasificación de los aerogeneradores según las características del viento	35
2.4.	Sistemas de control de potencia en aerogeneradores	37
2.4.1.	Sistemas de orientación	37
2.4.2.	Sistemas aerodinámicos de control.....	37
2.4.3.	Tipos y control de generadores eléctricos	38
2.4.3.1.	Generadores para velocidad fija.....	40
2.4.3.2.	Generadores para velocidad variable...	40

2.4.3.3.	Generador asíncrono con control dinámico de deslizamiento	41
2.4.3.4.	Generador asíncrono con convertidor	42
2.4.3.5.	Generador síncrono con convertidor ...	42
2.4.3.6.	Generador asíncrono doblemente alimentado	43
2.4.4.	Operación de aerogeneradores	44
2.5.	Estimación de la producción energética	46
2.5.1.	Efecto Estela.....	47
2.6.	Integración a sistemas eléctricos de potencia	47
2.6.1.	Flexibilidad del sistema: desempeño hidrotérmico	49
2.6.2.	Efectos en la programación de reservas operativas	51
2.6.3.	Predicción del recurso	52
2.7.	Costos de la energía eólica	53
2.7.1.	Precio de la energía eólica	55
2.8.	Energía eólica en Guatemala	56
2.8.1.	Proyectos eólicos.....	59
3.	MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO	61
3.1.	Modelos de optimización	61
3.1.1.	Programación lineal	62
3.1.2.	Programación entera y programación mixta	63
3.2.	Costo operativo de las centrales eléctricas y costo de déficit..	65
3.2.1.	Función de costo operativo.....	65
3.2.2.	Integración de costos variables	69

3.2.3.	Costo de la Energía no Suministrada y Máquina de Falla.....	70
3.3.	Restricciones operativas del sistema	71
3.3.1.	Restricciones generales	71
3.3.2.	Restricciones de las centrales térmicas	73
3.3.3.	Restricciones de las centrales hidroeléctricas.....	74
3.3.4.	Restricciones del sistema de transmisión.....	75
3.4.	Despacho óptimo de generación en sistemas de potencia	76
3.4.1.	Despacho Económico Clásico.....	76
3.4.1.1.	Despacho económico sin pérdidas.....	77
3.4.1.2.	Simplificación del despacho económico sin pérdidas.....	80
3.4.1.3.	Despacho económico con pérdidas	80
3.4.1.4.	Simplificación del despacho económico con pérdidas.....	82
3.4.2.	<i>Unit Commitment</i>	84
3.4.2.1.	Generación Forzada.....	86
3.4.3.	Dependencia temporal de la operación en sistemas hidrotérmicos.....	87
3.4.3.1.	Función de Costo Inmediato y Función de Costo Futuro	89
3.4.3.2.	Valor del agua y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica	90
3.5.	Modelo Nuevo Corto Plazo NCP	91
3.5.1.	Función Objetivo	92
3.5.2.	Representación del tipo de centrales	94
3.5.3.	Modelo de la red de transmisión	94
3.6.	Metodología del despacho utilizada en el estudio	95

4.	SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA	97
4.1.	Escenarios de simulación en época seca y época lluviosa	97
4.1.1.	Demanda nacional, intercambio regional y Reserva Rodante Operativa	97
4.1.2.	Costos variables, Factores de Pérdidas Nodales y Maquinas de Falla.....	99
4.1.3.	Oferta de generación hidrotérmica e interconexiones.....	101
4.1.4.	Integración de centrales eólicas	105
4.1.4.1.	Metodología para establecimiento de escenarios de generación eólica	106
4.1.4.2.	Capacidad eólica instalada y sitios de ubicación.....	107
4.1.4.3.	Selección de aerogeneradores	108
4.1.4.4.	Perfiles de generación eólica.....	109
4.2.	Simulación del despacho de generación	112
4.2.1.	Escenarios en época seca.....	113
4.2.1.1.	Despacho de potencia y energía	113
4.2.1.2.	Despacho de Reserva Rodante Operativa	116
4.2.1.3.	Costos marginales y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica	120
4.2.1.4.	Generación forzada	124
4.2.1.5.	Costo operativo.....	126
4.2.2.	Escenarios en época lluviosa	128
4.2.2.1.	Despacho de potencia y energía	128

4.2.2.2.	Despacho de Reserva Rodante Operativa.....	131
4.2.2.3.	Costos marginales y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica	134
4.2.2.4.	Generación forzada.....	138
4.2.2.5.	Costo operativo	140
CONCLUSIONES.....		143
RECOMENDACIONES		147
BIBLIOGRAFÍA.....		149
APÉNDICE		155
ANEXOS.....		159

ÍNDICE DE ILUSTRACIONES

FIGURAS

1.	Capacidad efectiva instalada en el SNI por tecnología	14
2.	Comportamiento de la demanda del SNI	16
3.	Partes principales de un aerogenerador	30
4.	Curvas de potencia para diferentes densidades del viento	34
5.	Configuraciones típicas de aerogeneradores.....	39
6.	Estados de operación del aerogenerador	45
7.	Impactos de la generación eólica.....	48
8.	Mapa de Potencial Eólico en Guatemala	57
9.	Variabilidad del viento en Guatemala.....	59
10.	Curva de consumo específico de unidad térmica.....	66
11.	Función de costo operativo de unidad térmica.....	67
12.	Curva de operación de unidad hidroeléctrica	68
13.	Sistema de nodo único.....	77
14.	Sistema con red de transporte	81
15.	Decisión operativa de uso de los embalses	89
16.	Demanda nacional para época seca y época lluviosa.....	98
17.	Intercambios con el Sistema Eléctrico Regional para época seca y época lluviosa	98
18.	Perfiles de generación eólica en época seca	110
19.	Perfiles de generación eólica en época lluviosa.....	111
20.	Composición del despacho por tecnología época seca	114
21.	Cobertura de la demanda por tecnología época seca.....	115

22.	Cobertura de la demanda por tecnología en época seca con incorporación de generación eólica	116
23.	Composición del despacho de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca	117
24.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca	118
25.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca con incorporación de generación eólica	118
26.	Generación eólica total y demanda residual en época seca.....	119
27.	Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca	120
28.	Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca incorporando generación eólica ...	122
29.	Evolución de costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca con incorporación de generación eólica	123
30.	Estados de forzamiento horario en época seca.....	124
31.	Evolución del forzamiento con incorporación de generación eólica para época seca	125
32.	Composición del costo operativo para época seca.....	127
33.	Composición del despacho por tecnología época lluviosa.....	129
34.	Cobertura de la demanda por tecnología época lluviosa	130
35.	Cobertura de la demanda por tecnología época lluviosa con incorporación de generación eólica	130
36.	Composición del despacho de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época lluviosa.....	132
37.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época lluviosa	133

38.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época lluviosa con incorporación de generación eólica.....	133
39.	Generación eólica total y demanda residual en época lluviosa.....	134
40.	Costos marginales y costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual para época lluviosa	135
41.	Costos marginales y costos de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época lluviosa incorporando generación eólica.....	136
42.	Evolución de costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época lluviosa con la incorporación de generación eólica.....	137
43.	Estados horarios de forzamiento en época lluviosa	139
44.	Evolución del forzamiento con incorporación de generación eólica para época lluviosa	139
45.	Composición del costo operativo para época lluviosa.....	141

TABLAS

I.	Interconexiones regionales	18
II.	Parámetros básicos para aerogeneradores estándar	36
III.	Comparación de costos entre tecnologías de generación.....	55
IV.	Composición de la demanda para época seca y lluviosa.....	99
V.	Precios proyectados de combustible.....	99
VI.	Parámetros de las Máquinas de Falla.....	100
VII.	Clave de identificadores en el estudio.....	101
VIII.	Parque generador y costos variables para época seca.....	102
IX.	Parque generador y costos variables para época lluviosa	103

X.	Oferta de Reserva Rodante Operativa para época seca y época lluviosa	104
XI.	Costos variables interconexión Guatemala - México	105
XII.	Características de la ubicación de las centrales eólicas	107
XIII.	Características de las centrales eólicas y aerogeneradores.....	109
XIV.	Energía generada y factores de planta de centrales eólicas	112
XV.	Energía mensual por tecnología para época seca.....	113
XVI.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época seca	116
XVII.	Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual en época seca	124
XVIII.	Costo operativo para época seca	126
XIX.	Energía mensual por tecnología para época lluviosa	128
XX.	Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época lluviosa	131
XXI.	Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual en época lluviosa	138
XXII.	Costo operativo para época lluviosa	140

LISTA DE SÍMBOLOS

Símbolo	Significado
A	Área
BI	Barril
Q	Caudal turbinado
C_e	Coeficiente de potencia eléctrico del aerogenerador
C_m	Coeficiente de potencia mecánico del aerogenerador
C_A	Costo de arranque de la unidad generadora
C_{AT}	Costo de arranque térmico del sistema
C_P	Costo de parada de la unidad generadora
C_{DE}	Costo del déficit energético del sistema
C_{OT}	Costo operativo variable térmico del sistema
C_{RS}	Costo reserva secundaria del sistema
C_{O&M}	Costo unitario de operación y mantenimiento
C_δ	Costo unitario del racionamiento
cvg	Costo variable de generación promedio
P_D	Demanda de potencia del sistema
ρ	Densidad del aire
σ_v	Desviación estándar de la turbulencia en la dirección del viento medio
US\$	Dólares de los Estados Unidos de América
US\$/Hm³	Dólares por hectómetro cúbico
η	Eficiencia de la unidad generadora
K	Energía cinética
α	Escalar de la Función de Costo Futuro

σ	Factor de producción de las unidades hidroeléctricas
$F_{I_{CO}}$	Función de costo incremental
F_{CO}	Función de costo operativo de la unidad generadora
F_{CT}	Función de costo total de generación del sistema
gl	Galón
C	Grado Celsius
Hz	Hertz
t	Índice de la etapa t
i	Índice del elemento i
j	Índice del elemento j
k	Índice del elemento k
n	Índice del elemento n
I_v	Intensidad de la turbulencia
I_{ref}	Intensidad de la turbulencia a velocidad de 15 m/s
kV	Kilo volt
kW	Kilovatio
kWh	Kilovatio-hora
$P_{ij\ max}$	Límite de transmisión del nodo i al nodo j
z_0	Longitud de rugosidad
MW	Megavatio
MWh	Megavatio-hora
$msnm$	Metros sobre el nivel del mar
$MBtu$	Millones de Unidades Térmicas Británicas
$MBtu/h$	Millones de Unidades Térmicas Británicas por hora
λ	Multiplicador de Lagrange de balance de potencia
$\mu_{i\ min} , \mu_{i\ max}$	Multiplicadores de Lagrange de límites de generación
P_{grro}	Oferta de potencia para RRO por unidad generadora
P_p	Pérdidas de potencia del sistema

%	Porcentajes
γ	Porcentaje de reducción para RRR
ψ	Porcentaje de requerimiento de RRO del sistema
P_a	Potencia aprovechable del viento
P_d	Potencia disponible del viento
P_g	Potencia generada
P_{\min}, P_{\max}	Potencia mínima y potencia máxima de la unidad generadora
π_{RRO}	Precio de la oferta de RRO por unidad generadora
δ	Racionamiento por nodo
η_t	Rendimiento del sistema de transmisión del aerogenerador
η_e	Rendimiento del sistema eléctrico del aerogenerador
rpm	Revoluciones por minuto
Σ	Sumatoria
Btu	Unidad Térmica Británica
v	Velocidad del viento
v_b	Velocidad del viento a la altura del buje del aerogenerador
\bar{v}	Velocidad media del viento
V	Volumen de agua almacenada en embalses
W	Watt

GLOSARIO

AGC	Control Automático de Generación.
AMM	Administrador del Mercado Mayorista.
Año estacional	Período de doce meses que inicia el uno de mayo y termina el treinta de abril del año siguiente.
Barlovento	Dirección de donde viene el viento incidente respecto a un aerogenerador.
CDC	Centro de Despacho de Carga.
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía.
CENS	Costo de la Energía no Suministrada.
CFE	Comisión Federal de Electricidad de México.
Contratos Existentes	Contratos de suministro de energía eléctrica, suscritos antes de la entrada en vigencia de la Ley General de Electricidad, los cuales incluyen condiciones de compra mínima de energía.
Control Automático de Generación	Sistema automático de regulación secundario.

Control de voltaje	Capacidad de controlar la potencia reactiva para mantener las tensiones de un sistema dentro de límites establecidos.
CRIE	Comisión Regional de Interconexión Eléctrica.
Demanda elástica	Demanda variable con disposiciones de consumo sensible a los precios, donde se establecen niveles de compra de demanda según el precio de la energía en el sistema.
Demanda Firme	Demanda calculada por el AMM, que debe ser contratada por los Distribuidores y Grandes Usuarios en cada año estacional.
Demanda Interrumpible	Demanda que un Gran Usuario se compromete a retirar del SNI, ante la necesidad por emergencias o fallas del sistema.
Demanda Máxima	Potencia máxima del SNI registrada por el AMM durante un año calendario.
Derechos de Transmisión	Derecho financiero de uso sobre la Red de Transmisión Regional.
Despacho Económico	Despacho de las unidades de generación que garantiza el abastecimiento de la demanda o al costo mínimo.

EOR	Ente Operador Regional.
MM	Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala.
NCP	Modelo de optimización Nuevo Corto Plazo.
Nodo de referencia	Nodo de centro de carga del sistema eléctrico.
Oferta Firme	Es la máxima potencia neta que la unidad generadora es capaz de producir en función de su Potencia Máxima y su disponibilidad.
Oferta Firme Eficiente	Es la cantidad máxima de potencia que la unidad generadora puede comprometer en contratos para cubrir Demanda Firme.
Orden de Despacho	Instrucción dada por un centro de control a las centrales de generación en un sistema interconectado para que modifiquen su generación.
Poder calorífico	Es la cantidad de energía que una unidad de masa o volumen de material puede desprender al producirse una reacción química o por oxidación.
Potencia Máxima	Valor máximo de potencia que una unidad o central generadora es capaz de suministrar bajo las condiciones en que se encuentra instalada.
Precio de Referencia de la Potencia	Costo marginal de inversión para instalar una unidad de generación de punta, incluyendo el costo para conectarla al sistema eléctrico.

Programación de Costo Plazo	Programa de despacho de generación para un período menor o igual a treinta y un días.
RRa	Reserva Rápida.
RRO	Reserva Rodante Operativa.
RRR	Reserva Rodante Regulante.
RTR	Red de Transmisión Regional.
SNI	Sistema Nacional Interconectado.
Velocidad específica	Es la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento.
Vientos alisios	Vientos que soplan relativamente constantes en verano y se reducen en invierno, se dirigen desde las altas presiones subtropicales hacia las bajas presiones ecuatoriales.

RESUMEN

En el presente trabajo se evaluó el impacto que tienen en el despacho de generación, las centrales de generación eólica conectadas al Sistema Nacional Interconectado de Guatemala, bajo la normativa vigente del Mercado Mayorista de electricidad. Esto, desde el punto de vista de la planificación para un horizonte de corto plazo, específicamente mediante la optimización de despachos mensuales para diferentes escenarios de simulación, en época seca y época lluviosa.

En el primer capítulo se describe el funcionamiento del Mercado Mayorista de electricidad y el Sistema Nacional Interconectado de Guatemala. Se describe la organización institucional, marco regulatorio, transacciones entre participantes del mercado nacional y mercado regional, tecnologías de generación instaladas, características de la demanda y el proceso para el despacho de generación.

En el segundo capítulo se presentan conceptos fundamentales de la producción energética de las centrales eólicas, principalmente aspectos que toman relevancia para su incorporación a un estudio de despacho de generación, como la variabilidad espacial y temporal del recurso primario, incertidumbre en la disponibilidad del recurso, costos de generación, aspectos de diseño y funcionamiento para el establecimiento de perfiles de generación.

En el tercer capítulo se hace una revisión de modelos y técnicas de optimización que se utilizan para resolver el problema del despacho óptimo de potencia activa, a la vez que se describe la formulación matemática del modelo

de optimización y metodología que se utiliza en el presente estudio para resolver el problema del despacho óptimo.

En el cuarto capítulo se presentan los escenarios formulados de operación para época seca y época lluviosa, incluyendo la determinación de perfiles de generación eólica. Se presentan los resultados de la optimización del despacho obtenidos por medio de simulaciones de los escenarios planteados. En este capítulo se incluye el análisis de los resultados obtenidos para el despacho de potencia, energía, Reserva Rodante Operativa, -RRO- costos marginales, costos de oportunidad de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, generación forzada y costo operativo del sistema.

Finalmente, se concluye que la incorporación de centrales eólicas con los niveles y criterios de despacho utilizados en el estudio, representa principalmente un efecto en los costos y la necesidad de incorporar RRO para mitigar la variabilidad de esta generación, y que las características del parque generador actual tiene la flexibilidad necesaria que permite incorporar el recurso eólico en una escala moderada, sin tener impacto significativo en la programación del despacho de generación y la coordinación hidrotérmica, siempre que las proyecciones de generación eólica sean proporcionadas adecuadamente.

OBJETIVOS

General

Realizar un despacho óptimo de generación para el corto plazo, mediante simulaciones de escenarios en época seca y lluviosa, considerando la incorporación de centrales eólicas al SNI de Guatemala y analizar los impactos técnicos y económicos que conlleva la incorporación de estas centrales.

Específicos

1. Analizar el marco regulatorio nacional y regional que rige la programación del despacho de generación en Guatemala.
2. Estudiar tecnologías de aerogeneradores y sus características operativas al incorporarse a sistemas eléctricos de potencia.
3. Establecer escenarios de estudio en época seca y época lluviosa que se pueden presentar en la operación del SNI.
4. Describir la metodología de solución del despacho de generación del modelo empleado.
5. Proponer una metodología para incorporar centrales eólicas al proceso de optimización en el estudio.

INTRODUCCIÓN

En la planificación de la operación de los sistemas eléctricos de potencia, es de gran importancia la programación del despacho de la generación, pues por medio de esta es posible su equiparación con los pronósticos de demanda, logrando satisfacer los requerimientos de potencia y energía, considerando la disponibilidad de generación, de la red transporte y los márgenes adecuados de reserva que permitan una operación estable y confiable del sistema. Además de las condiciones operativas, se debe considerar la necesidad de aprovechar de forma eficiente los recursos, de manera que se tenga una optimización de los mismos, que se traduzca en una operación económica del sistema, teniendo con ello un impacto directo en los costos de los usuarios de la energía eléctrica.

Bajo la normativa vigente del Mercado Mayorista de electricidad, se realizan programas de despacho de la generación para la cobertura al mínimo costo de la demanda prevista del Sistema Nacional Interconectado e interconexiones regionales para horizontes semanales y diarios, por medio de un proceso de optimización determinístico que considera las restricciones operativas del sistema, la disponibilidad de generación y la evolución temporal a la que están sujetos los sistemas de generación hidrotérmicos, aspectos que permiten determinar el cronograma de operación y asignación de generación para cada central del sistema (*Unit Commitment*).

El uso del recurso eólico por medio de aerogeneradores es una forma de generar energía eléctrica de forma limpia y con un reducido costo operativo. Sin embargo, la energía eólica se caracteriza por presentar fluctuaciones de potencia mayores a las presentadas por otros sistemas de generación

convencionales. Estas fluctuaciones dependen de la naturaleza del viento incidente, del tipo de generador y de las estrategias de control aplicadas sobre el aerogenerador. Otro aspecto importante es que la energía eólica presenta un alto grado de incertidumbre debido a la dificultad en la predicción de los vientos y con ello en la determinación de perfiles de generación, aumentando la dificultad para su inclusión en esquemas utilizados para la programación del despacho de generación y mecanismos de mercado.

Las características inherentes a las centrales eólicas, hacen que su inclusión en la optimización y programación del despacho, implique resolver problemas adicionales en la programación del despacho de centrales con restricciones de arranque y parada, así como reservas operativas y capacidades de regulación de frecuencia.

El inminente crecimiento de la capacidad instalada de generación eólica en el SNI implica realizar un análisis que permita determinar los impactos de la incorporación de estas centrales en la programación y despacho de generación para diferentes escenarios de operación en época seca y época lluviosa, considerando sus características, requerimientos y restricciones adicionales para una operación estable del sistema.

En el presente estudio se evalúan los impactos que la generación eólica tiene sobre la programación del despacho de generación bajo la normativa vigente del MM de electricidad de Guatemala, analizando los efectos que se tienen en una etapa de planificación en el corto plazo, mediante la optimización de programas de despacho mensual para diferentes escenarios de operación simulados. Se evalúan principalmente, los efectos que la variabilidad del recurso eólico tienen en la programación del despacho de generación, especialmente el efecto sobre la programación de las centrales térmicas con

restricciones de arranque y parada, efecto sobre las reservas operativas, así como la eficiencia del despacho hidrotérmico bajo las condiciones actuales de diversificación del parque generador del SNI. Además, se analizan los posibles efectos que los criterios tomados en la etapa de programación mensual pueden tener en etapas de programación semanal y diaria, así como en el despacho de generación durante la operación en tiempo real.

Para el estudio se consideran las características operativas de las diferentes tecnologías de generación eólica, se estudia la forma en que se realiza un despacho hidrotérmico y se define una metodología para incluir centrales eólicas en la optimización del despacho, logrando determinar los impactos de la incorporación de las centrales eólicas a la programación y optimización del despacho de generación del SNI.

1. MERCADO MAYORISTA DE ELECTRICIDAD Y SISTEMA NACIONAL INTERCONECTADO

En el presente capítulo se describe el funcionamiento del Mercado Mayorista de electricidad de Guatemala (MM) y el Sistema Nacional Interconectado (SNI) debido a la importancia de establecer el entorno en el cual se desarrollará el estudio. Se describen principalmente los aspectos que influyen directamente en el despacho de generación y cubrimiento de la demanda de potencia y energía eléctrica, bajo los niveles adecuados de calidad y seguridad del servicio.

1.1. Mercado Mayorista de Electricidad de Guatemala

El MM se define como el conjunto de operaciones de compra y venta de bloques de potencia y energía que se efectúan a corto y largo plazo entre participantes del mercado. El MM se desarrolla bajo el marco regulatorio del subsector eléctrico de Guatemala, bajo la premisa de la separación de las funciones de generación, transmisión y distribución que garantiza el libre acceso al SNI y permite mantener las condiciones necesarias para la libre competencia.

1.1.1. Organización institucional

El funcionamiento del MM está dirigido por el Ministerio de Energía y Minas (MEM) a través de su órgano técnico, la Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE), y por el Administrador del Mercado Mayorista (AMM).

El Ministerio de Energía y Minas es la entidad estatal responsable de elaborar y coordinar políticas energéticas, planes de estado y programas indicativos del subsector eléctrico. Es encargado de estudiar y fomentar el uso de fuentes renovables de energía, proponer normas ambientales en materia energética y ejercer funciones normativas, de control y supervisión.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica es el ente regulador del subsector eléctrico, organismo responsable de velar por el cumplimiento de la Ley General de Electricidad (LGE) y sus Reglamentos. Es el ente encargado de imponer sanciones a los infractores de la LGE y sus Reglamentos, proteger los derechos de los usuarios, definir tarifas de transmisión y distribución, solucionar controversias entre participantes del MM, emitir normas relativas al subsector eléctrico y realizar funciones de planificación referente a la ampliación del sistema de generación y transmisión para garantizar la eficiencia económica y garantía de suministro de electricidad.

El Administrador del Mercado Mayorista es una entidad privada que realiza las funciones de Operador del Sistema (OS) y Operador del Mercado (OM). Como OS es encargado de la coordinación de la operación de centrales generadoras, interconexiones internacionales y líneas de transporte al mínimo costo para las operaciones del MM, establecer precios de corto plazo para transferencias de potencia y energía entre los participantes, garantizar la seguridad y el abastecimiento de energía eléctrica. Como OM tiene a su cargo la administración de las transacciones comerciales del MM, en un marco de libre contratación de abastecimiento de energía eléctrica entre los participantes del mercado.

1.1.1.1. Participantes en el Mercado Mayorista

Los participantes son las entidades públicas o privadas entre las cuales se realizan las transacciones en el MM, estos son:

- **Generador:** entidad poseedora de una central de generación de energía eléctrica con potencia mayor a 5 MW, que comercializa total o parcialmente su producción de electricidad.
- **Transportista:** entidad poseedora de instalaciones destinadas a realizar la actividad de transmisión y transformación de electricidad con capacidad de transporte de al menos 10 MW.
- **Distribuidor:** entidad poseedora de instalaciones para distribución comercial de la energía eléctrica, con al menos 15 000 usuarios regulados conectados a su red.
- **Comercializador:** entidad que compra y vende bloques de energía eléctrica, asociados a por lo menos 5 MW de potencia, con carácter de intermediación y sin la participación en la generación, transporte, distribución o consumo de electricidad.
- **Gran Usuario:** es un consumidor de energía cuya demanda de potencia excede 100 kW.
- **Generador Distribuido Renovable:** entidad poseedora de una central de generación de energía eléctrica, producida por unidades de tecnologías de generación con recursos renovables, que se conectan a instalaciones de distribución y su aporte de potencia es igual o menor a 5 MW.

1.1.2. Marco regulatorio nacional

El marco regulatorio nacional esta principalmente formado por la Ley General de Electricidad y su Reglamento, Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista, Ley de Incentivos para el Desarrollo de Proyectos de Energía Renovables y su Reglamento, Normas Técnicas y Resoluciones de la CNEE, Normas de Coordinación Comercial (NCC) y Normas de Coordinación Operativa (NCO) del AMM. Para el presente estudio toman relevancia los criterios para el despacho de generación establecidos en las NCC y NCO.

1.1.2.1. Normas de Coordinación Comercial

Son la base de la operación del mercado y planificación de la operación del SNI, en estas normas se encuentran las disposiciones y procedimientos emitidos por el AMM que tienen por objeto coordinar actividades específicas que garanticen la coordinación de las transacciones comerciales del MM.

Entre las actividades reglamentadas en las NCC se encuentra la programación del despacho de generación para horizontes de operación anual, semanal, diario e intradiario; los estudios eléctricos para la operación del sistema; el tratamiento de las pérdidas del sistema de transmisión; la exportación e importación de energía; los procedimientos de liquidación de potencia, energía, peaje y servicios complementarios y las transacciones en el Mercado a Término y Mercado de Oportunidad.

1.1.2.2. Normas de Coordinación Operativa

Tienen por objeto establecer criterios para una operación segura y confiable del SNI. En estas normas se encuentran los reglamentos referentes a

la información necesaria a suministrar por los participantes para lograr el cumplimiento de la operación del SNI de manera segura, confiable y eficiente; los criterios para la coordinación de los servicios complementarios; niveles mínimos y criterios de calidad para realizar la operación del sistema de acuerdo a las Normas Técnicas de la CNEE y los procedimientos para la inspección de las instalaciones del SNI.

1.1.3. Transacciones en el Mercado Mayorista

En el MM se realizan transacciones de diferentes productos que tienen funciones necesarias para garantizar el abastecimiento de la demanda de los consumidores y mantener la calidad del servicio de electricidad. Los productos y servicios que actualmente se compran y venden en el MM son:

- Energía eléctrica.
- Potencia eléctrica.
- Servicios Complementarios: Reserva Rodante Operativa y Reserva Rápida.
- Servicio de transporte en Sistemas Primario y Secundario.

Las transacciones de energía se pueden dar en el Mercado de Oportunidad (MO) o en el Mercado a Término (MT) y las transacciones de potencia en el Mercado a Término o en el Mercado de Desvíos de Potencia (MDP).

En el MO se realizan transacciones de energía no comercializada en contratos con un precio establecido en forma horaria. En este mercado los compradores obtienen energía del conjunto de vendedores con transacciones realizadas al Precio de Oportunidad de la Energía (POE), determinado por el

costo marginal de corto plazo de la energía, resultado del Despacho Económico.

En el MT se realizan transacciones de energía y potencia por contratos entre participantes del MM con cantidades de potencia y energía, plazos y precios pactados entre las partes.

El MDP es producto de las transacciones que resultan entre los excedentes y faltantes de potencia comprometida en contratos entre los participantes del MM. En este mercado se liquidan las diferencias de la potencia disponible real y potencia comprometida en contratos de los participantes productores y las diferencias entre la demanda real y Demanda Firme contratada de los participantes consumidores.

En el MM los participantes consumidores eligen libremente el participante productor al cual le desean comprar potencia y energía en el MT o pueden obtener su energía en el MO. Los Distribuidores están obligados a tener contratos con generadores que garanticen la cobertura de los requerimientos de potencia y energía de los usuarios regulados conectados a su red, los demás participantes consumidores están obligados a tener contratos de potencia que garanticen la cobertura de su Demanda Firme. En el MM los generadores no pueden ofrecer libremente los precios a los que desean vender su energía en el MO, teniendo que declarar los costos de producción de la energía para que el AMM realice un Despacho Económico de la generación independiente, a excepción de los Contratos Existentes, de las condiciones de compra y venta de potencia y energía establecida entre partes en el MT. Cuando existen excedentes o faltantes de energía comprometida en el MT estos se liquidan en el MO.

Para el servicio complementario de Reserva Rodante Regulante deben participar todas las unidades generadoras sincronizadas al sistema, este servicio es obligatorio y no remunerado, sin embargo, la normativa contempla un mercado que permite realizar contratos de compra, venta y liquidación de excedentes y faltantes de este servicio entre unidades.

Para el servicio complementario de Reserva Rodante Operativa pueden participar productores con unidades generadoras habilitadas para prestar este servicio, ofertando un precio asociado a un margen de potencia, el cual es asignado como resultado del Despacho Económico realizado por el AMM, respetando los márgenes establecidos para mantener los niveles mínimos del servicio. La asignación del cargo por este servicio se realiza a cada participante consumidor en proporción a su demanda de energía en cada hora.

La asignación para prestar el servicio de Reserva Rápida la realiza el AMM tomando en cuenta el precio de la oferta, la ubicación en el SNI, la velocidad de toma de carga y la disponibilidad histórica de la central. Los cargos por este servicio son trasladados a los participantes consumidores de forma proporcional a su demanda durante el período de Demanda Máxima de operación del SNI.

El pago de los servicios de transporte lo realizan participantes productores y consumidores a los Transportistas por medio del AMM, según condiciones contractuales y uso de las líneas de transmisión. El pago puede realizarse por medio de contrato de transporte entre un Transportista y un participante productor o por metodología normativa considerando el costo anual de los sistemas de transporte determinado por la CNEE, donde se consideran condiciones de contrato entre participantes productores y consumidores.

1.1.4. Marco regulatorio regional

Producto del proyecto Sistema de Interconexión Eléctrica de los Países de América Central (SIEPAC) se tuvo la consolidación de un mercado mayorista de electricidad centroamericano al cual se le denomina Mercado Eléctrico Regional (MER). En el MER la entidad que cumple las funciones de OM y OS es el Ente Operador Regional (EOR) y el ente regulador es la Comisión Regional de Interconexión Eléctrica (CRIE). Los sistemas eléctricos de los países que forman parte del MER forman el Sistema Eléctrico Regional (SER), en el cual se realizan los intercambios regionales de energía.

La normativa regional está formada por el Tratado Marco del Mercado Eléctrico de América Central, Resoluciones de la CRIE y por el Reglamento del Mercado Eléctrico Regional (RMER).

Además de las transacciones en el MER, Guatemala realiza transacciones de energía con México, por medio de un agente comercializador del Instituto Nacional de Electrificación (INDE) y la Comisión Federal de Electricidad de México (CFE). Estas transacciones están reguladas y se realizan de acuerdo con lo establecido en el Convenio para la Coordinación de la Operación de la Interconexión y la Administración de las Transacciones CFE-AMM y el Convenio Específico para la Valorización de Energía de Desbalance y Transacciones de Energía para Asistencia de Emergencia.

1.1.5. Transacciones en el Mercado Eléctrico Regional

El Mercado Eléctrico Regional es un mercado de electricidad que funciona superpuesto a los mercados eléctricos nacionales de los países miembros. Opera de forma permanente con transacciones financieras de corto plazo e

intercambios de energía producto de un despacho óptimo, coordinado por el EOR, de las ofertas de compra y venta de los participantes del mercado.

Para efectos de la programación del despacho de corto plazo del SNI, las transacciones más significativas son producto de compra y venta de energía por medio de Contratos No Firmes Físicos Flexibles (CNFFF), Ofertas de Oportunidad y Contratos Firmes (CF), porque estos representan intercambios de energía a considerar en el despacho nacional.

Los CNFFF son contratos de corto plazo que se pactan diariamente, establecen un compromiso físico de entrega o recepción de energía, pero pueden ser modificados mediante ofertas de oportunidad asociadas al contrato.

Las Ofertas de Oportunidad son resultado de ofertas de inyección y de retiro de energía que realizan agentes en el MER que no tienen asociado un contrato. La energía y precios asociados a las ofertas que realicen los agentes de Guatemala deben cumplir criterios técnicos y económicos fijados por el AMM que garanticen la eficiencia en la operación del MM.

Los CF comprometen al agente vendedor a la entrega de energía a la parte compradora, teniendo asociados derechos de transmisión de una de las partes. Los derechos de transmisión son derechos financieros sobre la Red de Transmisión Regional, adquiridos mediante un proceso de asignación de Derechos Firmes de Transmisión.

Para las ofertas de venta de energía en cualquiera de las modalidades anteriores, los agentes del MM deben respaldar con Oferta Firme que garantice la disponibilidad y cumplimiento de las ofertas.

1.2. Sistema Nacional Interconectado

El Sistema Nacional Interconectado se define en la LGE como el conjunto interconectado de instalaciones, centrales generadoras, líneas de transmisión, subestaciones eléctricas, redes de distribución, equipo eléctrico, centros de carga y toda infraestructura destinada a la prestación del servicio de electricidad, dentro del cual se efectúan transferencias de energía eléctrica entre diferentes regiones del país.

1.2.1. Sistema de generación

El cubrimiento de la demanda de potencia y energía en Guatemala está caracterizado por la disponibilidad de la fuente primaria de energía que utilizan las centrales generadoras. El parque generador instalado en el SNI se caracteriza por tener una alta aportación de fuentes renovables convencionales, como el recurso hidroeléctrico, geotérmico y la biomasa. La disponibilidad de generación es complementada por centrales a base de combustibles fósiles, por las interconexiones regionales con México y el SER y recientemente por tecnologías renovables no convencionales como centrales fotovoltaicas y eólicas.

El recurso geotérmico está disponible durante todo el año, por lo que es una base en el cubrimiento de la demanda. Debido a que la generación con biomasa es principalmente por el aprovechamiento del bagazo de caña de azúcar utilizado por los ingenios azucareros, esta generación se tiene disponible en la época de zafra, la cual se da entre los meses de noviembre a abril, mismos meses que caracterizan la época de poca disponibilidad de recurso hídrico, conocida como época seca. Para las centrales hidroeléctricas, se tiene mayor disponibilidad del recurso en los meses de mayo a octubre, esta

época se conoce como lluviosa, en la cual por lo general no se dispone de bagazo de caña.

Durante todo el año se tiene un aporte de las centrales de carbón, el cual es mayor en época seca y disminuye en época lluviosa. Además, se tiene el complemento de las centrales que utilizan búnker y diésel, las cuales son requeridas para cubrir los aumentos de la demanda a lo largo del día y para cubrimiento de los requerimientos de Reserva Rodante Operativa, tanto en época seca como en época lluviosa.

El recurso eólico muestra una mayor disponibilidad coincidente con la época seca y una menor disponibilidad para época lluviosa. La disponibilidad de generación por medio de energía solar fotovoltaica es similar durante todo el año pero esta generación únicamente está disponible durante las horas del día.

La oferta de generación para el SNI producto de la interconexión con el sistema eléctrico de México está disponible durante todo el año pero con ciertas restricciones operativas de capacidad y horario que se detallan más adelante.

Las centrales de generación de energía eléctrica pueden clasificarse por diferentes criterios. Los más usuales son según el tipo de energía transformada, según tipo control de generación y por su función dentro del sistema.

Según el tipo de energía primaria transformada pueden ser:

- Centrales Hidroeléctricas: estas centrales convierten, por medio de turbinas hidráulicas, la energía potencial del agua en energía mecánica que acciona el rotor del generador eléctrico. Se clasifican según la capacidad de su embalse para almacenar agua y luego distribuirla para

generar en diferentes períodos cuando sea necesario. Pueden ser de regulación anual cuando son capaces de distribuir y transferir energía entre períodos de meses, de regulación diaria cuando son capaces de distribuir y transferir energía entre horas o filo de agua cuando no tiene capacidad de embalse.

- Centrales Térmicas: este tipo de central aprovecha la energía calorífica de un combustible para transformarla en electricidad. Utilizan la energía mecánica obtenida en un ciclo termodinámico para convertirla en electricidad por medio de turbinas. Estas se clasifican según el tipo de ciclo termodinámico que utilizan, pueden ser centrales de vapor, centrales de turbinas de gas y motores recíprocos. Los combustibles que se utilizan para estas centrales normalmente son carbón mineral, biomasa, búnker y diésel.
- Centrales Geotérmicas: estas centrales utilizan la energía calorífica contenida en el interior de la tierra para producir electricidad. El aprovechamiento de la energía geotérmica se hace con la misma tecnología de las centrales térmicas de vapor convencionales.
- Centrales Solares Fotovoltaicas: en estas centrales se convierte la luz del sol en electricidad por medio de paneles fotovoltaicos que permiten transformar la energía luminosa en energía eléctrica mediante el efecto fotoeléctrico.
- Centrales Eólicas: en estas centrales se aprovecha el movimiento de las masas de aire para producir energía eléctrica. Es aprovechada por medio de un aerogenerador que es capaz de convertir la energía cinética del viento en energía eléctrica.

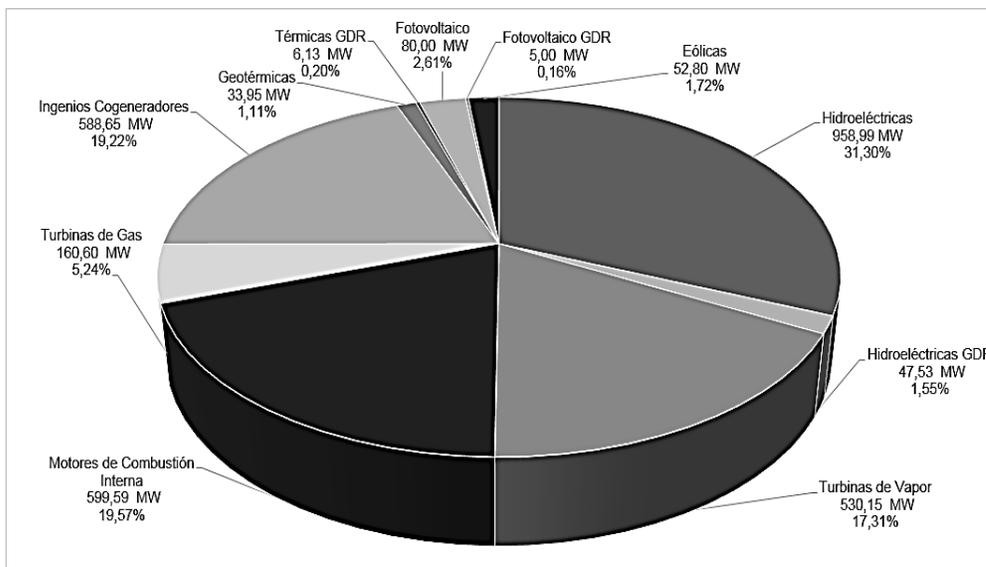
Según la función que desempeñan en el sistema, estas pueden ser:

- Centrales base: estas suministran la mayor cantidad de energía eléctrica de forma continua, están sometidas a variaciones de carga lentas. Ejemplo de estas centrales son las hidroeléctricas de filo de agua, centrales geotérmicas y las centrales térmicas a vapor.
- Centrales de punta: trabajan junto a las centrales base cuando existen aumentos de demanda. Las centrales que generalmente desempeñan esta función son las hidroeléctricas de regulación diaria, motores de combustión interna y centrales térmicas con turbinas de gas.
- Centrales de reserva: son centrales de uso intermitente, ya que su función es compensar instantáneamente el desbalance entre demanda y generación del sistema ante las variaciones de la demanda durante los ciclos diarios. Las centrales más utilizadas como reserva son las hidroeléctricas de regulación diaria y motores de combustión interna.
- Centrales de emergencia: son aquellas centrales que tiene rápida puesta en funcionamiento. Sirven para cubrir efectos de fallas de centrales de generación o líneas de transmisión. Generalmente las centrales utilizadas para este fin son las centrales térmicas con turbina de gas y motores de combustión interna de arranque rápido.

En la figura 1 se muestra la capacidad instalada y el porcentaje de participación de las diferentes tecnologías instaladas en el SNI hasta septiembre de 2015. Se puede observar que el mayor porcentaje lo constituyen las centrales hidroeléctricas con un 31,30 % seguidas por los motores de combustión interna con un 19,57 %, los ingenios cogeneradores con un

19,22 % y las turbinas de vapor con el 17,31 %, el restante 12,60 % está compuesto por turbinas de gas, geotérmicas, eólicas, fotovoltaicas y GDR. Adicionalmente debe considerarse la disponibilidad de energía que representan las interconexiones regionales con México y con el SER.

Figura 1. **Capacidad efectiva instalada en el SNI por tecnología**



Fuente: elaboración propia, con base en el Informe de la Capacidad Instalada del AMM.

1.2.2. Red de transporte de energía

La red de transporte es el conjunto de subestaciones de transformación y maniobra y líneas de transmisión que se encuentran entre el punto de entrega del generador y el punto de recepción de los distribuidores o grandes usuarios.

En el SNI las instalaciones de transporte funcionan en 69 kV, 138 kV y 230 kV, además se tiene la interconexión con México en 400 kV. Actualmente el sistema de transporte se clasifica en subsistemas según su principal utilización. Estos subsistemas son:

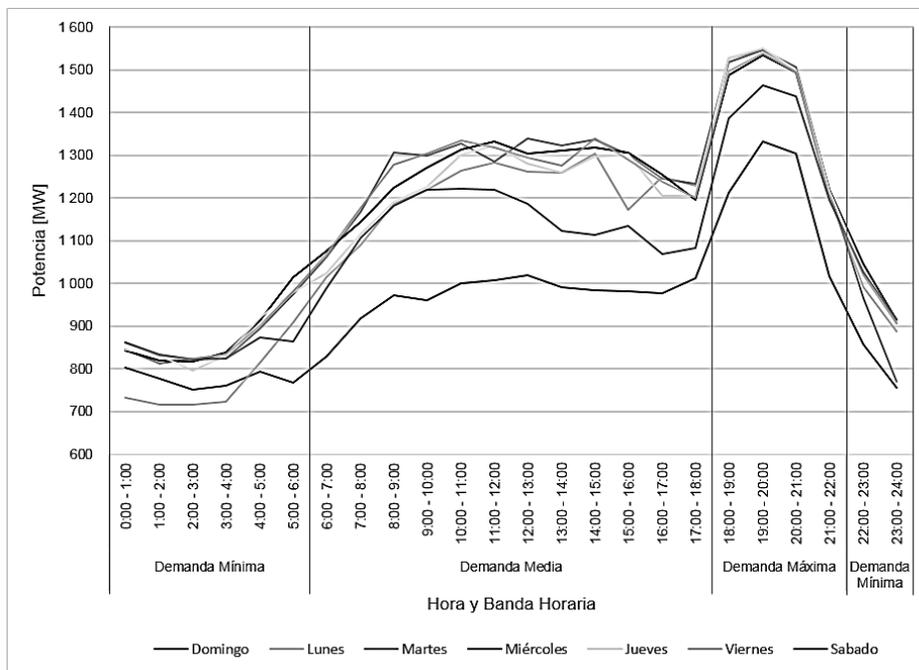
- Sistema principal: el sistema de transmisión compartido por los generadores.
- Sistema secundario de transmisión: son las instalaciones que no forman parte de Sistema principal, que conectan a un participante productor con el Sistema principal de transporte.
- Sistema secundario de subtransmisión: son instalaciones de uso específico de los participantes consumidores, que los conecta a al sistema principal de transmisión.
- Sistema de Transmisión Regional: está conformado por la red de transmisión por medio de la cual se efectúan los intercambios de energía en el SER.

1.2.3. Demanda del sistema

La demanda total del sistema es la suma de las demandas distribuidas en todo el sistema de transmisión y distribución, que tienen su origen en los consumos de los usuarios finales del sector industrial, comercial y residencial, consumo del servicio de alumbrado público, consumos propios de los servicios auxiliares de las centrales de generación, pérdidas de energía en los sistemas de transmisión y distribución y en las exportaciones de energía.

La principal característica de la demanda es su variabilidad con el tiempo. En general, esta variación depende de la evolución de la actividad económica, factores climáticos, hábitos de consumo, características operativas del sector industrial, época del año, actividades laborales, así como de eventos o festividades especiales. Una característica importante en la operación del sistema eléctrico es que la demanda debe coincidir con el suministro en todo momento, esta característica hace importante la predicción de demanda, que sirva como base para la planificación de la operación del sistema. Aun cuando la demanda no se puede predecir con exactitud, no tiene un comportamiento totalmente aleatorio y con información de series temporales es posible realizar proyecciones de corto plazo de la demanda del sistema eléctrico.

Figura 2. **Comportamiento de la demanda del SNI**



Fuente: elaboración propia, con base en Informes de Posdespacho Diario del AMM.

En Guatemala están definidas tres bandas horarias que corresponde a los períodos de Demanda Mínima de 22:00 a 06:00 horas, Demanda Media de 06:00 a 18:00 horas y Demanda Máxima de 18:00 a 22:00 horas. Las características de la demanda del SNI pueden observarse en la figura 2, esta muestra las curvas de demanda diaria para los días de una semana típica. Puede observarse la similitud en los valores de demanda para los días de lunes a viernes y una reducción para los fines de semana, pero manteniendo el mismo comportamiento temporal para las bandas horarias.

1.2.4. Intercambios regionales de energía e interconexiones

Al formar parte del SER, los intercambios de energía en estas interconexiones dependen de las transacciones pactadas en el MER, de la disponibilidad de las interconexiones así como de las restricciones operativas. En general, el intercambio de energía con estas interconexiones es de exportación, por lo cual puede considerarse como una demanda adicional la cual debe cubrirse en el despacho de generación.

En general, el intercambio de energía en la interconexión con México es de importación hacia Guatemala, por esto puede considerarse como una central que inyecta generación al SNI, de esta manera el intercambio de energía está sujeto al despacho realizado por el AMM.

Actualmente el SNI tiene dos interconexiones con El Salvador y una interconexión con Honduras a través de líneas de 230 kV. Además tiene una interconexión con el Sistema Eléctrico de México a través de una línea de 400 kV. Las líneas de transmisión que interconectan el SNI al Sistema Eléctrico de México y al SER se muestran en la siguiente tabla:

Tabla I. **Interconexiones regionales**

INTERCONEXIÓN	LÍNEA	VOLTAJE (kV)
Guatemala - México	Los Brillantes – Tapachula	400
Guatemala – El Salvador	La Vega 2 – Ahuachapán	230
	Moyuta – Ahuachapán	
Guatemala - Honduras	Panaluya – San Nicolás	230

Fuente: elaboración propia.

1.2.5. Estudios eléctricos del sistema

En la planificación de la operación de los sistemas de potencia se realizan estudios eléctricos para evaluar el rendimiento del sistema existente y futuro, con criterios de confiabilidad, seguridad y economía. Los estudios permiten prevención de eventos inesperados, determinar restricciones en la red de transporte, identificación de deficiencias y necesidad de compensación de potencia activa y reactiva, optimización de selección de equipos para corrección de deficiencias, identificación de causa de falla en equipos y determinación de medidas correctivas para el rendimiento del sistema.

Los estudios eléctricos de flujo de potencia, cortocircuito y estabilidad transitoria permiten evaluar aspectos importantes que afectan en la programación del despacho de generación, tales como:

- Establecer límites de potencia activa y reactiva en líneas de transmisión, así como la eventual necesidad de desconexión de carga o generación para evitar sobrecarga en los equipos y voltajes fuera de los niveles permitidos.
- Localizar puntos con restricciones de transporte, por los cuales será necesario generación forzada dentro de la programación, evitando que

los equipos tengan sobrecargas o para mantener niveles de voltaje adecuados.

- Evaluar mantenimientos de generación y en la red de transporte que impliquen riesgo para el abastecimiento y calidad del servicio.
- Impacto de los cambios de configuración de la red de transmisión, ante mantenimientos en la red existente o adición de nuevas instalaciones.
- Determinar los niveles óptimos de reservas, para condiciones específicas de operación del sistema.

1.2.6. Programación de despacho

La necesidad de realizar una operación del SNI respetando las restricciones establecidas de calidad y seguridad, hacen necesaria una planificación de la operación que incluya la programación del despacho que permita garantizar la cobertura de la demanda o bien prever déficit de generación para el cubrimiento de la demanda. El AMM es el ente encargado de realizar la programación de despacho para diferentes horizontes de operación cuyo objetivo es satisfacer la demanda del SNI al mínimo costo. Para corto plazo realiza una Programación Semanal y una Programación Diaria.

La programación del despacho consiste en determinar el programa de operación de la oferta disponible de generación, que permita abastecer la demanda prevista para el SNI e interconexiones, minimizando el costo total de operación, considerando las restricciones de los Contratos Existentes, restricciones de la red de transporte y los requerimientos operativos como Servicios Complementarios. La programación del despacho también considera el costo de las restricciones al suministro, incluyendo el análisis de la probabilidad de déficit en la cobertura de la demanda.

La programación del despacho y el despacho durante la operación en tiempo real se realiza con base en la Metodología de Costos Variables y Disponibilidad establecida en el RAMM. La energía producida por cada unidad o central generadora debe ser como resultado del Despacho Económico, al considerar los costos variables y la disponibilidad de energía de las unidades generadoras. El Despacho Económico no considera condiciones de compra y venta impuestas en el Mercado a Término.

Las etapas de la planificación en el corto plazo para el despacho realizadas por el AMM inician con la Programación Semanal, la cual tiene como objetivo obtener e informar a los participantes del MM las previsiones de energía a generar por cada central durante la semana. En esta etapa se estima en períodos horarios la demanda semanal que se debe cubrir, incluyendo los intercambios regionales con el SER. Los generadores participantes en el MM declaran su disponibilidad de potencia y combustible, estimaciones de caudales, perfiles de generación eólica y generación solar fotovoltaica. En esta etapa se toman las decisiones de arranque y parada para las centrales, considerando las previsiones de disponibilidad del parque generador y del sistema de transporte debido a mantenimientos programados. Se determina un costo de oportunidad semanal fijo para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual y se establecen bloques de energía de estas centrales que deben ser distribuidos diariamente.

Seguidamente se tiene la Programación Diaria en la cual se actualizan las condiciones respecto de las utilizadas en la Programación Semanal. En esta etapa se calculan Factores de Pérdidas Nodales (FPN) del sistema, con los cuales se establecen precios de mercado para corto plazo y se establece un orden de mérito para el despacho de las centrales durante la operación en tiempo real. En esta etapa se establece la potencia disponible, potencia máxima

de importación y precios mínimos y máximos sobre los cuales se pueden realizar Ofertas de Oportunidad de compra y venta en el Mercado Eléctrico Regional. Finalmente se elabora un Programa de Despacho Diario, producto del Despacho Económico que considera los intercambios regionales de energía, el cual incluye el programa de despacho para cada central, identificación de generación forzada, asignación de Servicios Complementarios, Programas de Intercambios de importación y exportación y los Precios de Oportunidad de la Energía previstos.

1.2.7. Despacho de generación durante la operación en tiempo real

Para un correcto funcionamiento del sistema se necesita de un centro de control que supervise su estado y coordine en tiempo real su operación, siendo necesaria la supervisión de la generación de las plantas, los flujos por las líneas, niveles de voltaje y frecuencia del sistema, de manera que pueda mantenerse el equilibrio entre demanda y generación con confiabilidad y calidad del servicio. En Guatemala la coordinación de la operación en tiempo real del sistema la realiza el AMM a través del Centro de Despacho de Carga (CDC). El CDC realiza un despacho centralizado de la generación de las centrales eléctricas y coordina la operación de los sistemas de transmisión, centros de control de los sistemas de distribución e interconexiones para realizar la operación del SNI.

El despacho de la generación durante la operación en tiempo real se realiza siguiendo el Programa de Despacho Diario en el cual está la solución óptima para realizar el despacho, incluyendo la Reserva Rodante Operativa. El despacho de generación durante la operación en tiempo real puede presentar desviaciones respecto a la programación ya que esta se realiza bajo

incertidumbre de diferentes variables, estas desviaciones deben cubrirse con las reservas rodantes y haciendo correcciones al programa de despacho considerando la disponibilidad de las unidades generadoras y el orden de mérito en que debe asignarse la generación de las unidades para el despacho.

Ante contingencias grandes se tienen disponibles esquemas automáticos de protección con desconexión de demanda y disponibilidad de la Reserva Rápida que permite al CDC restablecer el balance entre demanda y generación.

1.2.8. Control de frecuencia y reservas operativas

Uno de los principales problemas en la operación de los sistemas de potencia se tiene en la necesidad de mantener sus parámetros de funcionamiento dentro de límites establecidos. Uno de los parámetros más importantes es la frecuencia, la cual no permanece constante como consecuencia de la variación continua de la demanda. El desbalance entre generación y demanda durante la operación en tiempo real causa que la energía cinética de rotación se añada o se tome de las unidades generadoras en línea y como resultado se tiene una variación en la frecuencia del sistema, la cual debe ser regulada para mantenerla dentro de los márgenes que permitan una operación segura.

Debido al comportamiento dinámico de la demanda no es posible mantener el equilibrio entre demanda y generación entre un instante y otro mediante órdenes de despacho que permitan modificar la producción de las centrales generadoras, por lo que es necesario tener disponible generación en línea para poder cubrir las variaciones instantáneas de demanda, esta generación permite la regulación primaria y regulación secundaria de frecuencia. Adicionalmente, el sistema está expuesto a fallas de gran magnitud

en el sistema de transporte o en centrales de generación que reducen la disponibilidad de generación, reducción que puede llevar al agotamiento de las reservas, teniendo como resultado la necesidad de ingresar con rapidez generación adicional a la reserva en línea, esta reserva constituye la reserva ante contingencias.

La regulación de frecuencia constituye un problema desde la etapa de planificación de la operación, donde es necesario prever los requerimientos necesarios y asignar los recursos necesarios para este fin.

1.2.8.1. Reserva Rodante Regulante

Es la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía, tiene como finalidad que la unidad participe en la regulación primaria de frecuencia. Se realiza a base de unidades equipadas con reguladores automáticos de potencia que responden a cambios en la frecuencia del sistema, realiza una regulación inmediata con tiempo de respuesta del orden de los segundos y minutos, de acuerdo a las características del regulador. Está destinada a equilibrar desbalances instantáneos entre generación y demanda, producto de salidas inesperadas de centrales generadoras o de la naturaleza variable de la demanda. Normativamente está establecido que todas las unidades sincronizadas al sistema deben ofrecer esta reserva con capacidad propia o de otro generador por medio de un contrato de reserva, con un valor igual al 3% de su Potencia Máxima.

1.2.8.2. Reserva Rodante Operativa

Es la fracción de la capacidad de una unidad generadora que está sincronizada al sistema de potencia pero que no está asignada a la producción de energía. Tiene como finalidad que la unidad generadora participe en la regulación secundaria de frecuencia. La realizan unidades bajo Control Automático de la Generación (AGC) que realiza de forma automática la corrección de la producción de unidades generadoras para cubrir un desbalance entre demanda y generación, permitiendo a las unidades asignadas para RRR volver a sus potencias programadas. Esta realiza una regulación con tiempo de respuesta en el orden de los minutos, de acuerdo a las características de toma y reducción de carga de las unidades destinadas para este fin. Está establecido normativamente su valor como un porcentaje de la potencia generada en el SNI según la banda horaria en el cual se encuentra. En Demanda Mínima el valor debe ser el 4 %, en Demanda Media de 3% y en Demanda Máxima el 2 %.

1.2.8.3. Reserva Rápida

Tiene como objetivo contar con capacidad de potencia para cubrir desbalances de generación y demanda provocados por contingencias, fallas o salidas de líneas de transmisión y disparos de centrales de generación, permitiendo que la RRR y RRO vuelvan a su estado original. El tiempo de respuesta es del orden de minutos, y a diferencia de la RRO y RRR esta es llevada a cabo por reserva detenida, por lo que resulta necesario que las unidades o centrales destinadas para RRa deban ser capaces de llegar a su capacidad máxima en un corto tiempo desde la condición fría y permanecer en línea aportando esta potencia de forma estable.

2. CONCEPTOS FUNDAMENTALES DE LA PRODUCCIÓN ENERGÉTICA EN CENTRALES EÓLICAS

En este capítulo se presentan los aspectos de la operación de centrales eólicas utilizados para el establecimiento de la metodología para la incorporación de estas centrales a la optimización del despacho de generación del SIN, en el presente estudio.

2.1. Energía eólica

La energía eólica es la energía producida por el viento, el movimiento de las masas de aire. La energía eólica se utiliza para producción de energía eléctrica por medio del uso de aerogeneradores, constituyendo una fuente de energía no contaminante y gratuita; sin embargo, presenta como desventaja principal que no se puede controlar totalmente su producción debido a la alta variabilidad espacial y temporal del viento, característica que dificulta la determinación y predicción de la energía disponible, convirtiéndola en una fuente no gestionable.

2.1.1. Variaciones espaciales y temporales del viento

Las variaciones de velocidad del viento corresponden a procesos de diferentes escalas espaciales y temporales. El estudio de estas variaciones es de suma importancia para la determinación del recurso eólico disponible y para la elección y diseño de los aerogeneradores y parques eólicos.

2.1.1.1. Variaciones verticales del viento

La capa más baja de la atmósfera es una capa turbulenta llamada Capa Límite Atmosférica, dentro de la cual operan los aerogeneradores, por lo que las propiedades del flujo de aire de esta capa determinan la potencia extraíble y cargas a las que están expuestos. El flujo de aire en esta capa está influenciado por la fricción en el suelo, la orografía, la topografía y por la distribución vertical de la temperatura y presión.

La fricción debida al rozamiento del aire con la superficie de la tierra toma energía de las corrientes de aire, provocando variación de la velocidad del viento en función de la altura sobre el suelo, esta variación es llamada Perfil Vertical del Viento o Cizalladura del Viento. Las características del Perfil Vertical de la Temperatura y Cizalladura del Viento están determinadas por la estabilidad atmosférica. En una atmósfera neutra no hay una diferencia de temperatura entre las masas de aire cercano al suelo y sobre estas, teniendo como resultado un perfil térmico adiabático, donde el Perfil Vertical del Viento depende solo de la fricción con la superficie.

Para el viento en una estabilidad atmosférica neutra, considerando un paisaje idealizado plano e ilimitado con una longitud de rugosidad uniforme, existen descripciones analíticas del aumento de la velocidad del viento con la altura, en la capa límite de la superficie.

Una descripción del Perfil Vertical del Viento para una estabilidad atmosférica neutra se puede obtener usando el perfil logarítmico del viento, el cual considera la rugosidad de la superficie. Para conocer la velocidad del viento a dos alturas diferentes, en un sitio con una longitud de rugosidad conocida, se puede utilizar:

$$v_z = v_{z_r} \frac{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{z_r}{z_0}\right)} \quad (2.1)$$

Donde:

- v_z Velocidad del viento a la altura z
- v_{z_r} Velocidad del viento de referencia la altura z_r
- z Altura sobre el suelo
- z_r Altura de referencia sobre el suelo
- z_0 Longitud de rugosidad del terreno

2.1.1.2. Velocidades medias del viento

Existen variaciones de la velocidad del viento que son totalmente aleatorias las cuales son consideradas como variaciones turbulentas, estas pueden ser separadas de las variaciones diarias y de más largo plazo utilizando métodos estadísticos, estableciendo un valor medio de la velocidad del viento para un período apropiado y considerar las variaciones inferiores a este período como variaciones turbulentas.

La velocidad media \bar{v} del viento en un período T de medición está dada por la ecuación (2.2) donde $v(t)$ es la velocidad instantánea del viento:

$$\bar{v} = \frac{1}{T} \int_0^T v(t) dt \quad (2.2)$$

La mayor parte de la energía que se extrae del viento está asociada a períodos mayores de diez minutos por lo que el rendimiento energético se

puede estimar con los valores medios que describe la ecuación (2.2) utilizando un período de diez minutos como valor apropiado y típico de T .

Las variaciones que corresponden a ciclos energéticos pueden ser de muy corto plazo a causa de intercambio atmosférico o de largo plazo a causa de fenómenos meteorológicos de gran escala. Estas variaciones anuales, estacionales, mensuales o diarias, pueden ser representadas en valores medios del viento.

2.1.1.3. Turbulencia atmosférica

El contenido energético del viento puede ser estimado con base en valores medios de la velocidad del viento, sin embargo, los sistemas eléctricos y de control así como los elementos mecánicos tiene tiempos de respuesta menores a diez minutos, por lo que es necesario analizar la componente turbulenta del viento para el cálculo de las cargas mecánicas a las cuales estarán sometidas los aerogeneradores.

Como lo define la ecuación (2.3), la relación entre la desviación estándar y la velocidad media del viento proporciona la intensidad de la turbulencia I_v .

$$I_v = \frac{\sigma_v}{\bar{v}} = \frac{\sqrt{\overline{v'^2}}}{\bar{v}} \quad (2.3)$$

La idea general de turbulencia como fluctuaciones rápidas y desordenadas de velocidad del viento no es completa, porque la variación no es solo temporal, sino también espacial. La intensidad de la turbulencia disminuye con la altura y cuanto mayor sea la longitud de rugosidad del terreno mayor será el valor. Para un sitio con una estabilidad atmosférica neutra, donde se conoce la longitud de

rugosidad z_0 , se puede aproximar el valor de la turbulencia I_v a una altura z como:

$$I_v = \frac{1}{\ln\left(\frac{z}{z_0}\right)} \quad (2.4)$$

2.1.1.4. Velocidad extrema del viento

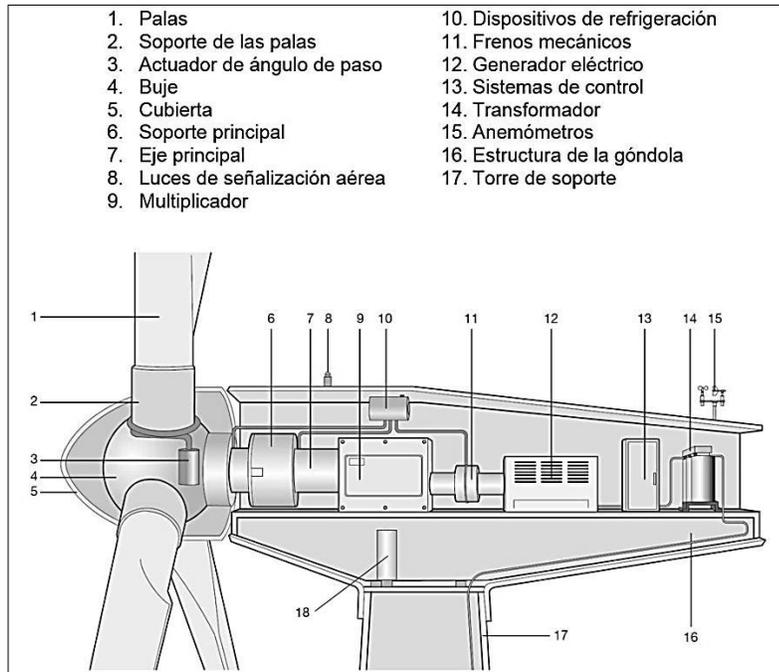
Además de las velocidades medias del viento y turbulencias, también es importante conocer los valores máximos de la velocidad del viento que pueden ocurrir a largo plazo para determinar las cargas máximas a las cuales estarán expuestas los aerogeneradores.

El valor de la velocidad extrema del viento se define como la velocidad máxima del viento, promediada para un período t , con una probabilidad de excedencia de $1/N$, donde N es el período de recurrencia en años entre dos velocidades similares.

2.2. Aerogeneradores

En sistemas de producción de energía eléctrica interconectados a la red, la tecnología más utilizada es la de aerogeneradores de eje horizontal tripala a barlovento, con torre tubular, sistemas de orientación eléctricos o hidráulicos y con sistema de control de potencia aerodinámico activo, como el que se muestra en la siguiente figura:

Figura 3. Partes principales de un aerogenerador



Fuente: ABB. Cuaderno de aplicaciones técnicas n. ° 12 Plantas eólicas. p. 22.

Los componentes principales del aerogenerador típico se pueden agrupar en los siguientes sistemas y elementos:

- Rotor eólico: está constituido por la palas, el soporte de las palas, el buje y la cubierta del buje. La palas son el elemento que interactúa con el viento y permite captar su energía. El buje es el elemento que conecta las palas al eje principal.
- Sistema de transmisión: lo forman un soporte y un eje principal, la caja multiplicadora, los sistemas de refrigeración y los frenos mecánicos. Normalmente se utiliza una caja multiplicadora que varía la velocidad de rotación del rotor para adaptarla a velocidades requeridas por los

generadores eléctricos. Los aerogeneradores utilizan frenos mecánicos que permiten detener el rotor en condiciones de vientos que pueden provocar daño a cualquiera de los sistemas.

- Sistema de orientación: es un sistema que se utiliza para girar automáticamente el rotor eólico y la góndola para lograr que la dirección del viento y el plano de giro de las palas sea lo más perpendicular posible. Está formado por motores eléctricos o sistemas hidráulicos que ajustan la posición de la góndola.
- Sistema de regulación de potencia: es un mecanismo que permite controlar la potencia y la velocidad de giro, además permite el freno aerodinámico del rotor a través del giro de las palas sobre su eje longitudinal. Estos sistemas pueden ser eléctricos, hidráulicos o aerodinámicos.
- Sistema eléctrico: está formado principalmente por el generador eléctrico y el transformador de potencia. El generador es el elemento principal en un aerogenerador ya que convierte la energía mecánica del rotor en energía eléctrica. Normalmente la potencia producida por el generador eléctrico es en baja tensión por lo que es necesario un transformador que aumente el voltaje para conectarlo a la red de media o alta tensión.
- Torre de soporte: Es el elemento que brinda soporte y da altura a la góndola. Es uno de los componentes más importantes del aerogenerador, dado que, normalmente, al aumentar su altura aumenta la producción del aerogenerador.

2.3. Conversión de la energía en aerogeneradores

La potencia disponible del viento incidente sobre un área A , puede obtenerse a partir de la energía cinética de una masa de aire en movimiento con volumen uniforme V , densidad ρ y masa m que incide sobre A . Si se considera una velocidad constante v , el volumen tendrá una longitud l recorrida en un instante Δt . La energía cinética K de la masa está dada por la ecuación (2.5), donde el valor de la masa está dado por la ecuación (2.6).

$$K = \frac{1}{2}mv^2 \quad (2.5)$$

$$m = \rho V = \rho Al = \rho A v\Delta t \quad (2.6)$$

La potencia disponible por esa masa en movimiento está dada por:

$$P_d = \frac{K}{\Delta t} = \frac{1}{2} \frac{\rho A v\Delta t v^2}{\Delta t} = \frac{1}{2} \rho v A v^2 = \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (2.7)$$

Donde:

- P_d Potencia disponible del viento incidente en W,
- ρ Densidad del aire en kg/m^3
- A Área de incidencia del viento en m^2
- v Velocidad del viento incidente en m/s

La potencia aprovechable del viento P_a está dada por la ecuación (2.8), la cual considera el coeficiente de potencia mecánico C_m , que indica la fracción de potencia del viento que puede ser aprovechada por el aerogenerador.

$$P_a = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_m \quad (2.8)$$

El valor del coeficiente de potencia mecánico no puede ser del cien por ciento, teniendo un valor máximo conocido como el límite de Betz el cual indica que C_m no puede ser mayor a 0,59259.

2.3.1. Rendimiento del aerogenerador

La potencia aprovechable P_a que describe la ecuación (2.8) es la potencia mecánica que se obtiene al considerar la potencia disponible P_d y el coeficiente de potencia mecánico C_m el cual se puede interpretar como el rendimiento del rotor eólico, este coeficiente depende de la velocidad del viento y parámetros del diseño del aerogenerador como el ángulo de paso de pala y el coeficiente de velocidad específica.

La potencia aprovechable P_a es entregada al sistema de transmisión que luego entrega la potencia de salida al eje del generador eléctrico, el rendimiento del sistema de transmisión η_t considera las pérdidas por rozamiento en los cojinetes y el rendimiento de la caja multiplicadora.

El generador eléctrico y todos los componentes utilizados en el sistema eléctrico como los cables, el transformador de conexión a la red y convertidores electrónicos producen pérdidas de energía que se pueden representar en el rendimiento eléctrico del sistema η_e . Considerando todos los rendimientos se obtiene el rendimiento total del sistema representado por el coeficiente de potencia eléctrico C_e o simplemente coeficiente de potencia:

$$C_e = C_m \eta_t \eta_e \quad (2.11)$$

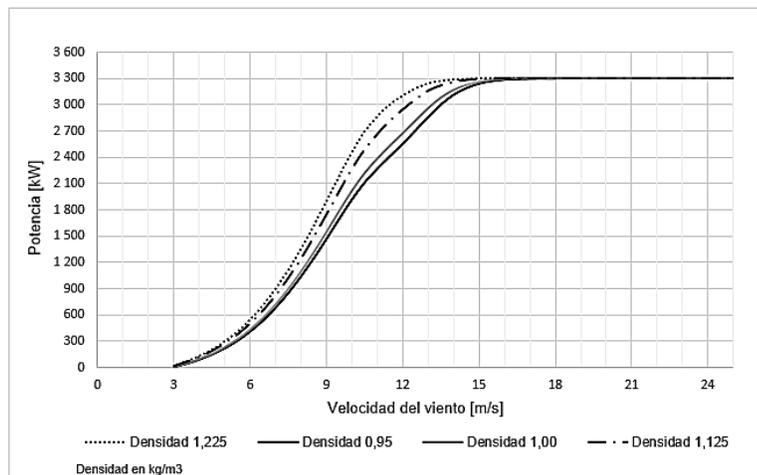
2.3.2. Curva de potencia del aerogenerador

La curva de potencia representa la salida de potencia del aerogenerador en función de la velocidad del viento incidente referido a la altura del buje. El coeficiente de potencia eléctrico permite calcular la curva de potencia del aerogenerador en función del viento por medio de:

$$P_e = \frac{1}{2} \rho A v^3 C_e \quad (2.12)$$

La densidad del aire es muy importante para el cálculo de la potencia desarrollada por un aerogenerador ya que la potencia es proporcional a la densidad del aire. El efecto de la densidad del aire en la potencia producida por un aerogenerador puede observarse en la figura 4, la cual muestra las curvas de potencia a diferentes densidades del aire para un mismo aerogenerador.

Figura 4. **Curvas de potencia para diferentes densidades del viento**



Fuente: elaboración propia, con datos del manual de especificaciones técnicas de aerogenerador V112 3.3 MW de Vestas.

2.3.3. Clasificación de los aerogeneradores según las características del viento

Las clases y categorías de los aerogeneradores son definidas en términos de velocidad del viento y turbulencia. Estas clases tienen la finalidad de definir las condiciones de operación que deben soportar los aerogeneradores. De acuerdo a la norma IEC61400-1, para las clases de aerogeneradores estándar deben elegirse los parámetros de velocidades de viento y turbulencia que se describen a continuación:

La velocidad de referencia v_{ref} de diseño del aerogenerador indica que debe soportar velocidades a la altura del buje, menores o iguales a esa velocidad extrema del viento para un período de diez minutos con un período de recurrencia de 50 años.

La velocidad promedio anual v_{prom} es obtenida a partir de un conjunto de datos medidos de suficiente tamaño y duración para servir como una estimación del valor esperado. Para los aerogeneradores clase estándar la velocidad promedio anual se relaciona con la velocidad de referencia por medio de:

$$v_{prom} = 0,20 v_{ref} \quad (2.15)$$

Otras velocidades extremas del viento definidas en relación a la velocidad de referencia. Los períodos de recurrencia estándar son de 50 y 1 años. Para períodos de retorno de 50 años la velocidad máxima del viento que debe soportar la estructura de los aerogeneradores a distintas alturas se determina de acuerdo a la ecuación (2.16) y para períodos de retorno de 1 año se determina de acuerdo a la ecuación (2.17).

$$v_{e50} = 1,40 v_{ref} \left(\frac{Z}{Z_b} \right)^{0,11} \quad (2.16)$$

$$v_{e1} = 0,8 v_{e50} \quad (2.17)$$

El valor representativo de la desviación estándar de la turbulencia σ_v para la velocidad del viento a la altura del buje, de acuerdo al modelo normal de la turbulencia está dado por:

$$\sigma_v = I_{ref} (0,75v_b + b) \quad (2.18)$$

Donde:

- σ_v Desviación estándar de la turbulencia en la dirección del viento medio
- I_{ref} Intensidad de la turbulencia una velocidad de 15 m/s, según tabla II
- v_b Velocidad del viento a la altura del buje
- b Constante igual 5,6 m/s

La clase, categoría y parámetros para la altura del buje de aerogeneradores estándar se muestran en la siguiente tabla:

Tabla II. **Parámetros básicos para aerogeneradores estándar**

Parámetro	Clase de aerogenerador según parámetros de la velocidad del viento			
	I	II	III	S
Velocidad de referencia [m/s]	50,0	42,5	37,5	Valores especificados por el diseñador
Velocidad anual promedio [m/s]	10,0	8,5	7,5	
Velocidad extrema del viento retorno 50 años [m/s]	70,0	59,5	52,5	
Velocidad extrema del viento retorno 1 año [m/s]	56,0	47,6	42,0	
Parámetro	Categoría de aerogenerador según a la intensidad de la turbulencia			
	A	B	C	
Intensidad de la turbulencia a 15 m/s	0,18	0,16	0,13	

Fuente: elaboración propia, con base en norma IEC61400-1 tercera edición.

2.4. Sistemas de control de potencia en aerogeneradores

La cantidad de energía eléctrica que produce un aerogenerador depende principalmente de la capacidad de modificar la velocidad de giro del rotor ante cambios de velocidad del viento. Para lograr aprovechar la energía disponible manteniendo la operación en márgenes adecuados para los sistemas mecánicos se dispone de los sistemas de orientación y sistemas de control aerodinámicos. Además se dispone del control de potencia que puede proveer el sistema eléctrico.

2.4.1. Sistemas de orientación

La potencia producida por un aerogenerador depende del ángulo de incidencia entre la velocidad del viento y el plano de giro de las palas. Debido a que el viento presenta variaciones en su dirección es necesario un sistema que oriente la góndola de manera que se tenga control del ángulo de incidencia y con ello de la potencia producida. El sistema de orientación actúa controlando el ángulo de incidencia a través de la medición y comparación del ángulo entre la dirección del viento y la posición de la góndola. Tiene márgenes de actuación para diferentes velocidades de viento y diferencias de ángulo de incidencia.

2.4.2. Sistemas aerodinámicos de control

Es posible controlar la potencia de una turbina modificando el régimen de giro pero este método resulta poco efectivo ya que la variación de la velocidad de giro no tiene un amplio margen de variación y la respuesta dinámica es lenta debido a la inercia del rotor eólico.

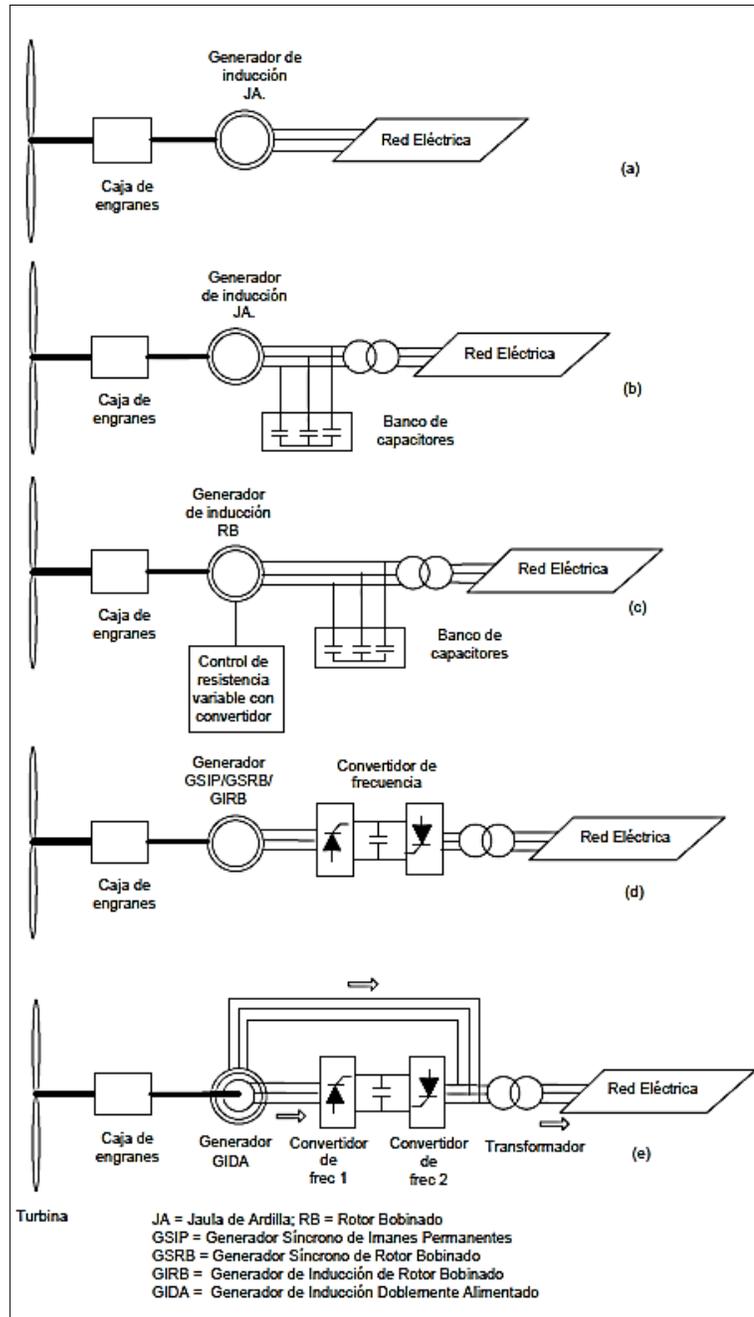
Para el control de potencia es más efectivo modificar el ángulo de incidencia de la velocidad del viento sobre los perfiles. Este efecto se puede conseguir de forma pasiva, por medio del diseño aerodinámico, logrando que a partir de cierta velocidad del viento se produzca la pérdida aerodinámica y la potencia producida por la turbina disminuya. También se puede realizar de forma activa si se gira la pala en dirección del viento incidente, reduciendo el ángulo de ataque. Otra variación del control aerodinámico es hacer que el giro se produzca en sentido contrario, en dirección opuesta a la velocidad del viento incidente, en este caso se obtiene control de pérdida aerodinámica pero de forma contralada, este proceso se conoce como entrada en pérdida aerodinámica activa.

2.4.3. Tipos y control de generadores eléctricos

Los generadores pueden estar conectados directamente a la red por medio de un transformador, o bien conectados por medio de un convertidor de frecuencia, dependiendo de las características de la turbina y del sistema de control que tenga el aerogenerador.

En la figura 5 se muestran los esquemas de las configuraciones típicas para aerogeneradores: (a) esquema de generador asíncrono de jaula, (b) esquema de generador asíncrono de jaula con banco de capacitores, ambos esquemas utilizados para velocidad fija; los siguientes esquemas muestran configuraciones para velocidad variable, (c) esquema de generador asíncrono con control dinámico de deslizamiento, (d) esquema de generador con convertidor completo y (e) el esquema de generador asíncrono doblemente alimentado.

Figura 5. Configuraciones típicas de aerogeneradores



Fuente: BAÑUELOS RUEDAS, Francisco. *Impacto de la generación eléctrica usando fuentes de energía eólica en la red eléctrica nacional*. p. 100.

2.4.3.1. Generadores para velocidad fija

Los aerogeneradores de velocidad fija utilizan generadores asíncronos por su robustez, simplicidad constructiva, bajo costo y simplicidad de conexión y desconexión de la red. Debido a que las máquinas asíncronas requieren de potencia reactiva para su funcionamiento, esta potencia la pueden absorber de la red o localmente por medio de bancos de capacitores.

Para el control de potencia de estos generadores se utiliza regulación pasiva por pérdida aerodinámica. Cuando el viento alcanza la velocidad de conexión, el generador se conecta a la velocidad de sincronismo. Al aumentar la velocidad del viento aumenta el par de la turbina, aumentando la potencia del generador y el deslizamiento. A velocidad nominal del viento se alcanza la potencia nominal del generador. Un aumento de la velocidad del viento por encima de su velocidad nominal provocará pérdida aerodinámica y una reducción en la potencia.

2.4.3.2. Generadores para velocidad variable

Los generadores eléctricos que se utilizan son los generadores de inducción con rotor de jaula de ardilla o rotor bobinado y generadores síncronos con devanado de excitación o de imanes permanentes. Para velocidades de viento superiores a la nominal debe limitarse la potencia capturada por la turbina, normalmente se hace por medio del control de paso de pala. El sistema de generación del aerogenerador debe ser capaz de funcionar a velocidad variable manteniendo la misma frecuencia, esto se puede lograr con soluciones mecánicas o eléctricas pero las soluciones más desarrolladas son las de tipo eléctrico.

La solución más adecuada es el uso de convertidores de frecuencia entre el generador eléctrico y la red, actualmente existen diferentes sistemas para la conexión a la red con el uso de convertidores pero los más desarrollados y utilizados son el generador de inducción doblemente alimentado con convertidor de frecuencia rotórico y el generador síncrono con convertidor de frecuencia estatórico.

2.4.3.3. Generador asíncrono con control dinámico de deslizamiento

Es la tecnología más simple de aerogeneradores de velocidad variable. Se realiza el control del deslizamiento de un generador asíncrono de rotor bobinado por medio de una resistencia conectada en serie a los bobinados del rotor. El control sobre la resistencia permite controlar el par electromagnético del generador con una variación de velocidad mayor a la de sincronismo hasta del 10 por ciento, sin modificar la frecuencia de la conexión del estator del generador.

En esta configuración cuando la velocidad del viento incidente en el aerogenerador es menor a la velocidad nominal, el rotor de la máquina debe estar en corto circuito para no tener disipación de energía y de esta manera tener un mejor rendimiento. El sistema de control se activa para el funcionamiento con vientos elevados en coordinación con el mecanismo de regulación de paso de pala. Para velocidades de viento superiores a la nominal se debe limitar la potencia extraída del viento para evitar que el generador supere su potencia nominal. En esta configuración el principal control de la potencia eléctrica de salida la realiza el sistema de control de paso de pala y el control de deslizamiento únicamente contribuye a un mejor control.

2.4.3.4. Generador asíncrono con convertidor

Los generadores asíncronos de jaula de ardilla son utilizados para sistemas de velocidad fija cuando se conectan directamente a la red. Para que funcione a velocidad variable se debe alimentar con frecuencia variable mediante un convertidor electrónico. El control del par electromagnético del generador se realiza mediante el convertidor conectado al estator, este desacopla la frecuencia del campo magnético rotativo de la frecuencia de la red. El uso del convertidor permite realizar un control vectorial de la maquina mediante el control de las componentes de la corriente estatórica.

El uso de un generador asíncrono de jaula brinda mayor fiabilidad y robustez a la vez que el precio del generador es menor. En esta configuración también se tiene doble alimentación, pero en este caso con conexión al estator, debido a que en este tipo de generador la totalidad de la potencia se entrega a la red por medio del estator. El convertidor debe estar dimensionado para controlar el total de la potencia nominal, este aumento de la potencia del convertidor representa el principal inconveniente de esta configuración. Al utilizar un generador asíncrono de jaula será necesario absorber potencia reactiva pero al tener un convertidor este puede aportarla, eliminando la necesidad de instalar bancos de capacitores para obtener la potencia reactiva necesaria.

2.4.3.5. Generador síncrono con convertidor

Debido a la estrecha relación entre la velocidad de giro y la frecuencia de las tensiones y corrientes generadas, el generador síncrono no se utiliza en sistemas conectados directamente a la red. Este tipo de generador se utiliza en sistemas de velocidad variable con el uso de un convertidor electrónico

conectado entre el generador y la red en donde es posible variar la frecuencia de salida del generador. Es posible utilizar generadores de rotor devanado y generadores de rotor de imanes permanentes.

En los generadores síncronos de rotor devanado, se utilizan convertidores de frecuencia con una conversión intermedia a corriente continua. Para velocidades de viento menores a la velocidad nominal del generador la consigna del par del generador permite girar el conjunto a su velocidad óptima, aprovechando al máximo la energía del viento. Para velocidades iguales o mayores a la velocidad nominal del generador, el sistema de control genera una consigna de par tal que se mantiene una velocidad constante.

El uso de generadores de rotor de imanes permanentes brinda ventajas como la posibilidad de diseños con varios números de polos lo que permite reducir la velocidad de giro y en consecuencia se tiene la posibilidad de eliminar la caja multiplicadora, sin embargo se debe incorporar convertidores de mayor capacidad. La mayoría de generadores síncronos con rotor de imanes permanentes están acoplados directamente a la turbina.

2.4.3.6. Generador asíncrono doblemente alimentado

En la configuración de control dinámico del deslizamiento, el exceso de energía mecánica en el rotor se disipa en forma de calor. Para evitar perder la potencia disipada se puede utilizar un convertidor electrónico de potencia entre el rotor de un generador asíncrono de rotor bobinado y la red. En esta nueva configuración se alimenta el rotor de la maquina con un convertidor de frecuencia, compuesto por dos convertidores de corriente alterna a corriente continua reversibles, con el que se puede regular la amplitud, frecuencia y fase

de la tensión aplicada al rotor, esto permite realizar un control vectorial de la máquina para regular el par electromagnético y el factor de potencia del generador en un amplio margen de velocidades de giro inferiores y mayores a la velocidad del sincronismo. Además es posible regular de forma independiente la potencia activa y reactiva generada y la intercambiada con la red. Se le denomina doblemente alimentado porque la tensión al estator se aplica desde la red y la tensión del rotor se aplica por medio del convertidor.

2.4.4. Operación de aerogeneradores

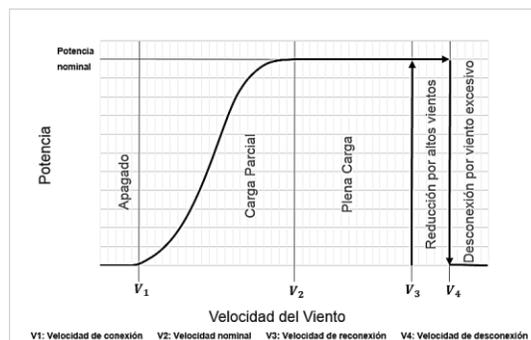
El sistema de control es el encargado de la operación automática y confiable del conjunto de aerogeneradores que se encuentran en una central eólica. Para lograr su objetivo debe mantener los rangos permisibles de las variables del aerogenerador de manera que se tengan los estados de operación correctos y reconozcan posibles situaciones de emergencia. El sistema de control debe actuar sobre el funcionamiento del aerogenerador por medio de señales de control a los diferentes componentes, gestionando el funcionamiento del aerogenerador para mantener el balance entre la máxima producción de energía y el mínimo de esfuerzos mecánicos y eléctricos. Los estados de funcionamiento en condición de producción de energía del aerogenerador son:

- **Funcionamiento a carga parcial:** se tiene en el rango de velocidades entre la velocidad de arranque V_1 y la velocidad nominal V_2 , durante el funcionamiento a carga parcial el aerogenerador inyecta energía a la red, el ángulo de la pala se ajusta según las condiciones de cada instante del viento con el fin de producir los valores óptimos de potencia. La regulación de la velocidad y la potencia inyectada a la red se da por medio del convertidor de frecuencia del generador, el sistema calcula el

valor de la velocidad de giro según la curva de potencia característica y la góndola se orienta automáticamente.

- Funcionamiento a plena carga: si la velocidad del viento aumenta hasta alcanzar la velocidad nominal V_2 , el aerogenerador funcionará a plena carga hasta alcanzar la velocidad de corte V_4 y dejar de producir totalmente o bien la velocidad de inicio de reducción de la potencia, que puede ser la misma velocidad V_3 , dependiendo de la configuración del control del sistema. También puede estar en funcionamiento a plena carga cuando la velocidad del viento sea V_3 , después de una desconexión por sobre velocidades del viento.
- Funcionamiento ante sobre velocidades del viento: cuando el aerogenerador funciona en el rango de velocidades a plena carga, la velocidad de giro se mantiene dentro del rango de regulación, ajustándose por medio del ángulo de las palas. Si la velocidad se incrementa encima del límite permisible, se inicia el proceso de reducción de potencia o de desconexión por sobre velocidad.

Figura 6. **Estados de operación del aerogenerador**



Fuente: elaboración propia.

La curva de potencia de la figura 6 muestra los estados de operación de un aerogenerador, en la cual se observan las velocidades que determinan los estados típicos de operación.

2.5. Estimación de la producción energética

Para determinar la energía producida existen diferentes procedimientos, cada uno de ellos con diferente precisión, ventajas y desventajas al considerar e ignorar efectos producidos en la operación de los aerogeneradores. Los métodos más utilizados son los siguientes:

- **Método estático:** es un método que puede realizarse analítica o gráficamente, se utilizan distribuciones de frecuencia de la velocidad del viento o curvas de velocidad y la curva de potencia del aerogenerador. Consiste en comparar el tiempo estimado en que ocurre cada velocidad del viento que proporciona la curva de velocidad del emplazamiento y la potencia producida para cada velocidad que proporciona la curva de potencia del aerogenerador, obteniendo la producción energética del parque para el período en el cual se analiza. Este método no toma en cuenta efectos no estacionarios del viento, pérdidas por aceleración y desaceleración, orientación de la turbina y mantenimientos entre otros.
- **Método semiestático:** en este método se compara la curva de funcionamiento del aerogenerador con series temporales de los valores del viento, obteniendo una serie temporal de la potencia eléctrica a producirse. Analizando este valor en el tiempo puede obtenerse la energía producida. Este método proporciona ventajas en la planificación de la operación ya que se pueden considerar mantenimientos, arranques

y paradas del aerogenerador; sin embargo, también ignora las pérdidas por aceleración, desaceleración y orientación de la turbina.

- **Modelo cuasi dinámico:** utiliza modelos numéricos del funcionamiento del aerogenerador. Como información de entrada al modelo se utilizan series temporales de velocidad y dirección del viento, de esta manera se obtienen series temporales de la potencia producida las cuales consideran arranques y paradas del aerogenerador, períodos de mantenimiento, pérdidas y el comportamiento ante la orientación de la turbina, haciendo que esta estimación sea más confiable y exacta.

2.5.1. Efecto Estela

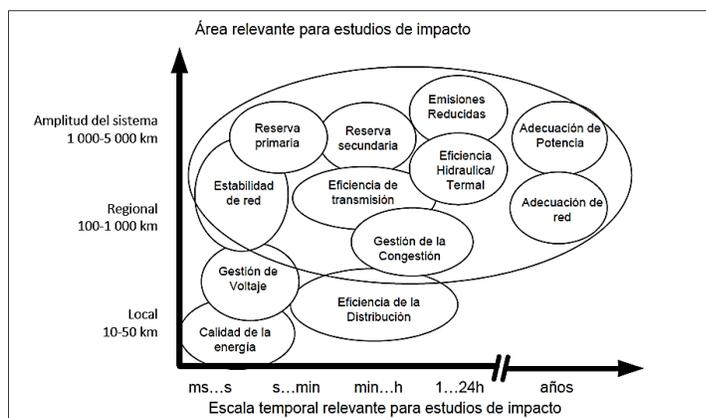
El funcionamiento conjunto del parque eólico tiene efectos en la producción energética de todos los aerogeneradores. La conversión de energía que se tiene en los aerogeneradores extrae energía cinética del viento incidente, motivo por el cual el viento que sale de la turbina del aerogenerador tiene menor velocidad y presenta una mayor turbulencia, este fenómeno es conocido como Efecto Estela. Los efectos principales que tiene este fenómeno sobre las turbinas posteriores dentro de un parque eólico son el aumento de los esfuerzos mecánicos debido a la turbulencia y la reducción en la producción energética debido a la disminución del viento incidente.

2.6. Integración a sistemas eléctricos de potencia

Los impactos que la generación eólica de forma centralizada puede tener en el sistema dependen principalmente del nivel de penetración de la tecnología, del tamaño de la red, características de la demanda y de la composición del sistema de generación y transporte. El impacto que los

sistemas eólicos pueden tener en el sistema de potencia debe ser evaluado para corto, mediano y largo plazo, así como su impacto a nivel local y a nivel del sistema. La figura 7 muestra un esquema de los impactos de la integración de la energía eólica a sistemas de potencia.

Figura 7. Impactos de la generación eólica



Fuente: BAÑUELOS RUEDAS, Francisco. *Impacto de la generación eléctrica usando fuentes de energía eólica en la red eléctrica nacional energía eólica*. p. 123.

Los impactos de corto plazo están asociados al equilibrio del sistema en la escala de funcionamiento de minutos y horas. Los efectos de mediano y largo plazo están relacionados con el aporte de generación eólica al sistema y la posible necesidad de adecuación para la cobertura de la demanda.

A nivel local los impactos principales se tienen en los voltajes en los nodos de conexión y mecanismo de control de voltaje en sitios cercanos, en la calidad de la energía y en los esquemas de protección a implementar. Para los impactos a nivel del sistema se debe considerar el efecto en los flujos de potencia, capacidad de regulación de frecuencia, variabilidad de la potencia activa y reactiva, así como la dinámica y estabilidad del sistema.

El presente estudio evalúa el impacto de la generación eólica desde la perspectiva del balance entre demanda y generación del sistema y cómo debe mantenerse un equilibrio entre generación convencional y generación eólica que permita operar al sistema bajo márgenes adecuados. Por este motivo, a continuación se exponen los efectos que la generación eólica tiene para esta área de estudio.

2.6.1. Flexibilidad del sistema: desempeño hidrotérmico

La incorporación de energía eólica con niveles altos de penetración agrega nuevos desafíos para lograr el equilibrio de potencia durante la operación del sistema, debido a que su naturaleza variable requiere flexibilidad adicional en los sistemas de generación, así como capacidad de responder rápida y adecuadamente ante las variaciones significativas de carga del sistema, más allá de la disponibilidad de reserva primaria y secundaria.

La flexibilidad del sistema de generación es una de las soluciones disponibles de equilibrio que se dispone en el sistema de potencia, convirtiéndolo en un factor que facilita la integración de la generación eólica. En los sistemas flexibles donde la cobertura de la demanda se realiza con centrales hidroeléctricas, centrales de combustión interna o centrales con turbinas de gas, el esfuerzo necesario para alcanzar niveles altos de penetración de generación eólica es menor comparado con sistemas poco flexibles como los sistemas con alta penetración de generación nuclear o generación térmica con turbinas de vapor. Las diferencias de tamaño en los sistemas de potencia, los principios y sistemas del despacho de generación, también intervienen la capacidad para incorporación de generación eólica y la diferencia entre sus costos de energía.

La flexibilidad del sistema constituye una solución para el equilibrio de potencia por medio de las tecnologías de generación convencionales como las unidades hidroeléctricas y unidades térmicas de combustión interna o turbinas de gas. La energía hidroeléctrica es comúnmente utilizada para reducir de forma rápida los desbalances de potencia debido a sus velocidades de toma y reducción de carga y por tener un costo marginal bajo, que junto a la capacidad de almacenamiento del recurso primario la convierten en una fuente de flexibilidad del sistema. Además de la tecnología hidroeléctrica, las centrales térmicas de combustión interna y turbinas de gas proporcionan otra fuente de flexibilidad al sistema de generación.

Por otra parte, se tienen las centrales térmicas con turbinas de vapor, las cuales poseen velocidades bajas de toma y reducción de carga, así como número limitado de arranques durante horizontes de operación y tiempos mínimos de operación y fuera de línea, características que agregan inflexibilidad al sistema de generación y reducen la capacidad de incorporación de generación eólica.

Pasando a un horizonte de largo plazo, se tiene que considerar en la planificación de integración de cantidades sustanciales de energía eólica, la provisión de necesidades de flexibilidad adicionales en el sistema, en comparación con una situación sin incorporación de esta tecnología de generación. Debe hacerse una evaluación de la flexibilidad adicional necesaria con distinción para diferentes horizontes de operación, que permitan determinar el desempeño del parque de generación en la cobertura de potencia y energía, incluyendo análisis de los costos asociados que la incorporación de la generación eólica conlleva.

2.6.2. Efectos en la programación de reservas operativas

Además del desempeño hidrotérmico ante la integración de la generación eólica, debe considerarse el efecto de esta energía en la determinación de niveles y programación de reservas operativas. A continuación se describen los efectos que tiene la incorporación eólica en cada tipo de reserva:

- Reserva primaria: la incorporación de la energía eólica tiene poco o nada de influencia sobre los márgenes de reserva primaria. La primera consideración es que las variaciones rápidas de muy corto plazo de la generación eólica, del orden de los segundos o minutos, en los que se utiliza la reserva primaria, tienen un comportamiento aleatorio similar a las variaciones de la demanda del sistema. Cuando se agregan las variaciones debido a la generación eólica a las variaciones de la demanda, el aumento por lo general es muy pequeño. Además se debe considerar que las cantidades de reserva primaria asignada en los sistemas de potencia es dominada por los posibles cortes de generación de las centrales más importantes del sistema, por lo que estas reservas pueden cubrir fácilmente las variaciones rápidas de la generación eólica.
- Reserva secundaria: a diferencia de la reserva primaria, las cantidades asignadas de la reserva secundaria se establecen de acuerdo a la variabilidad de la demanda, evaluada para períodos mayores, por lo que las variaciones de la generación eólica asociada a estos períodos resulta ser significativa al agregarse a las variaciones de la demanda. La necesidad de aumento de la reserva secundaria debido a la generación eólica, es significativa cuando el nivel de penetración es considerable, siendo estos requerimientos proporcionales al nivel de incorporación de generación eólica.

2.6.3. Predicción del recurso

Uno de los principales inconvenientes de la energía eólica es la dificultad para realizar predicciones, hecho que genera dificultades en la planificación de la operación de los sistemas y en la integración de estas centrales en el mercado eléctrico debido a la dificultad de la gestión comercial y los desvíos provocados respecto a las ofertas de energía en el mercado.

Cuando la capacidad instalada en parques eólicos no es significativa para el sistema, la variabilidad de la potencia generada no resulta ser tan importante pues esta puede ser cubierta por las reservas operativas del sistema, sin embargo, cuando la potencia instalada aumenta, esta se vuelve más significativa para el sistema y resulta necesario disponer de herramientas para predecir la potencia que las centrales eólicas producirán, para garantizar una correcta programación del despacho y manejo de reservas.

La predicción de corto plazo es la más importante para la planificación de la operación del sistema. En general se refiere a horizontes de hasta 7 días, este horizonte resulta útil para poder determinar políticas operativas en la programación semanal o diaria. Para la programación diaria del despacho de generación y su incidencia en el mercado diario, el horizonte más utilizado es de hasta 48 horas.

En la mayoría de países que tienen centrales eólicas conectadas a sus sistemas eléctricos, se ha establecido normativamente que cada central debe enviar sus predicciones de generación para los períodos de planificación que se realizan. Normalmente estas predicciones son de energía a generar anualmente, y los perfiles horarios de generación mensuales, semanales y diarios. Debido a que la exactitud de las predicciones aumenta a medida que el

horizonte disminuye, es una práctica común que se realicen ajustes intradiarios de la generación para mejorar la operación del sistema.

Una característica importante de las predicciones del recurso eólico es que en períodos de buen recurso las predicciones son mejores ya que las velocidades de los vientos por lo general son superiores o cercanas a la velocidad nominal de operación de los aerogeneradores, lo que permite que estos generen su potencia nominal sin mayores variaciones, mientras que para períodos de bajo recurso, deben operar a carga parcial lo que hace que las variaciones en la potencia producida sean mayores y las desviaciones respecto a las proyecciones del mismo modo.

2.7. Costos de la energía eólica

Como es el caso de la mayoría de tecnologías de energía renovable, la utilización del viento como fuente de energía representa grandes costos de inversión de capital, con la ventaja de no tener costos asociados de combustible para la producción de energía. Los costos y parámetros que deben considerarse para analizar la economía de una central eólica y su comparación con otras tecnologías tanto renovables como convencionales son los siguientes:

- Gastos de capital: incluyen el costo total del desarrollo o construcción de la central, cuando se excluyen los costos de la conexión a la red.
- Gastos operativos: son costos de operación y mantenimiento anuales para el funcionamiento de la central, expresada en términos de unidad de capacidad instalada. Los costos anuales de operación de las centrales eólicas a nivel mundial oscilan entre 10,00 US\$/MWh y 25,00 US\$/MWh en función de los factores de carga de las centrales.

- Factor de capacidad o factor de carga: es la razón entre la energía generada por una central durante un período y la energía que pudo haber generado a plena carga durante el mismo período. Es un parámetro importante para determinar los costos nivelados de la electricidad al ser un indicativo de la producción energética de la central. En centrales eólicas este factor oscila entre 15 % y 46 %.
- Costos nivelados de la electricidad: son costos teóricos de generar energía eléctrica que incluye la inversión inicial, tasa de descuento y costos de operación y mantenimiento evaluados durante la vida útil del proyecto. El costo nivelado de la electricidad es el precio que tendrá que recibirse por unidad de producto como pago por la producción de la energía, con el fin de obtener un retorno financiero específico, es decir el precio de los MWh que permiten cubrir los gastos de inversión y operación para su producción.

Los costos de los aerogeneradores varían en función de la potencia nominal, debido al aumento de tamaño de los diferentes componentes tales como la torre, las palas y demás componentes mecánicos. Por este motivo es conveniente estimar los diferentes costos como función unitaria de la potencia instalada.

La tabla III muestra la comparación de los costos descritos anteriormente para las diferentes tecnologías de generación de energía eléctrica, debe tomarse en cuenta que estos costos varían en función de diferentes parámetros que pueden depender de la ubicación geográfica, factor de capacidad y otros. La tabla muestra un promedio de los costos mínimos y máximos para diferentes ubicaciones y además muestra factores de capacidad típicos de las diferentes tecnologías. El orden de la tabla está en función del costo nivelado de la

Electricidad mínimo pues este es el parámetro que determina los costos de la generación. Puede notarse que aun cuando la generación eólica presenta los costos de operación más bajos, el Costo Nivelado de la Electricidad muestra que no es la tecnología con menor costo pues se tiene costos superiores a la generación hidroeléctrica, térmica con biomasa, geotérmica e incluso térmica con carbón.

Tabla III. **Comparación de costos entre tecnologías de generación**

Tecnología	CAPITAL (US\$m/MW)		OPERATIVOS (US\$/MW/año)		FACTOR DE CAPACIDAD (%)		COSTOS NIVELADOS (US\$/MWh)	
	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo	Mínimo	Máximo
Hidroeléctrica	1,40	4,15	15 002,00	85 000,00	20,00	80,00	19,00	314,00
Biomasa	0,83	7,70	27 657,00	266 667,00	50,00	90,00	34,00	210,00
Térmicas con carbón	0,66	3,70	29 670,00	76 500,00	80,00	98,00	35,00	172,00
Geotérmica	1,08	6,07	95 687,00	261 891,00	60,00	95,00	39,00	276,00
Eólica en tierra	1,08	2,45	10 694,00	33 907,00	15,00	46,00	47,00	136,00
Térmicas con gas	0,76	1,51	10 932,00	58 000,00	60,00	83,00	61,00	148,00
Solar fotovoltaica	1,45	6,21	11 063,00	126 450,00	11,00	29,00	79,00	449,00
Nucleares	3,57	6,52	56 000,00	122 880,00	85,00	92,00	91,00	147,00
Solar térmica	2,70	10,96	39 150,00	117 313,00	21,00	64,00	105,00	490,00
Eólica costa afuera	4,29	6,08	100 000,00	160 000,00	32,00	42,00	147,00	367,00
Marina	5,48	16,05	130 000,00	150 000,00	25,00	45,00	263,00	1 058,00

Fuente: elaboración propia, con información de EWEA. Wind energy – The facts, part II, grid integration.

2.7.1. Precio de la energía eólica

El precio de la energía eólica es diferente al costo que se describió en los apartados anteriores. En otras palabras el costo de la energía es el capital necesario para llevar a cabo la producción de la misma y el precio es el valor que el poseedor de una central de producción de energía está dispuesto a aceptar como oferta a su energía. El precio de la energía depende en gran medida del entorno institucional y de las características del mercado en el cual funcionará la central que provee la energía. El precio de la energía que el

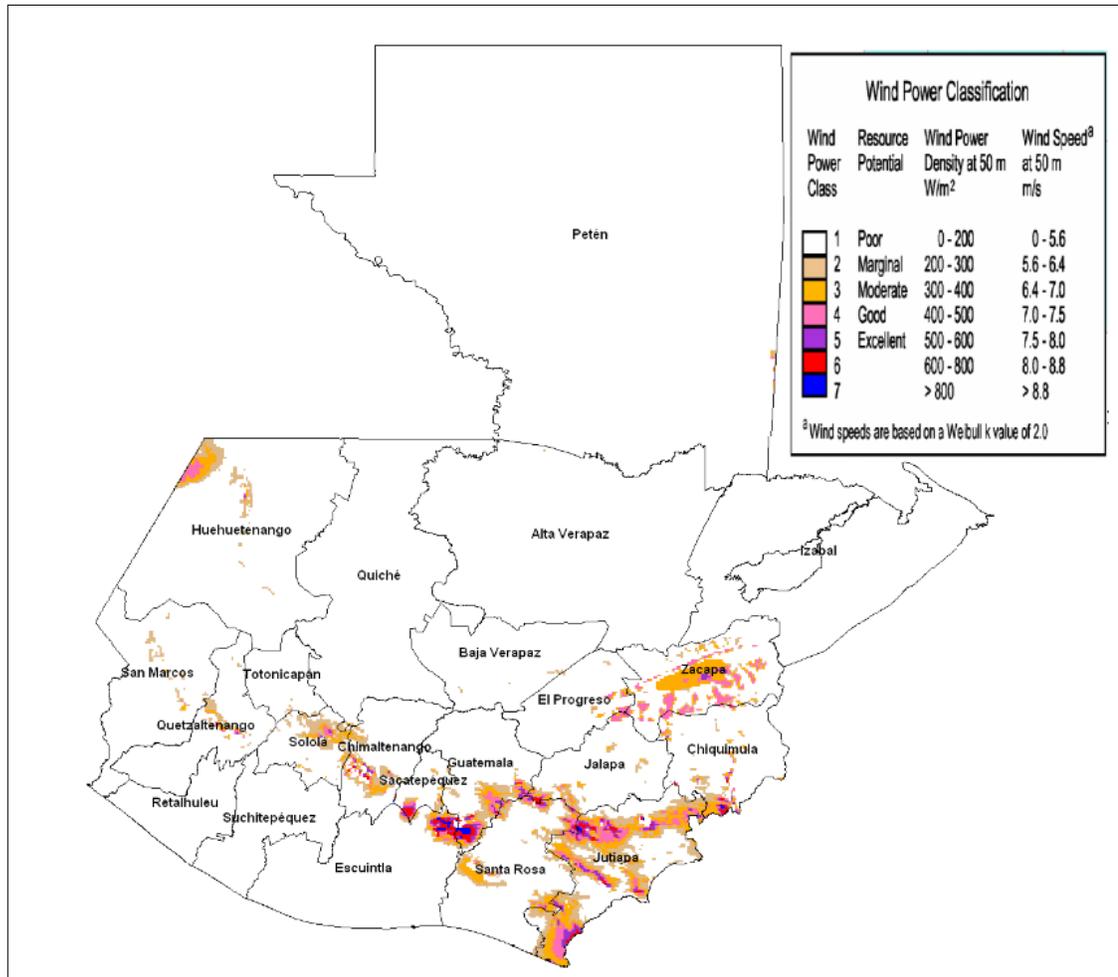
propietario de una central eólica pide está relacionado con los costos que debe cubrir para realizar la entrega y los riesgos que tiene que llevar o asegurar con el fin de cumplir su contrato. Frecuentemente la comercialización de la producción de una central eólica se realiza por medio de contratos de largo plazo, ya que por este medio se reduce los riesgos de inversión a la vez que se tiene un precio estable para el período del contrato lo cual da al comprador garantía de abastecimiento a un precio estable.

2.8. Energía eólica en Guatemala

Según información del MEM, el potencial teórico estimado de la potencia eólica para producción de electricidad en Guatemala es de 7 800 MW, sin embargo, debe tomarse en cuenta que toda esta potencia no puede ser aprovechada, y máxime para la producción de energía eléctrica interconectada a la red. Se deben considerar factores importantes que reducen el potencial real que puede ser aprovechado, dentro de estos se pueden mencionar las zonas excluidas por la lejanía del sistema de transporte o por características del terreno como pendientes o zonas montañosas. Adicionalmente debe considerarse la capacidad máxima que el SNI podría soportar de generación eólica, una estimación que escapa del alcance del presente estudio y amerita un estudio riguroso de la ubicación y capacidad de las centrales de generación que pueden ser instaladas.

En la figura 8 se muestra el Mapa de Recursos Eólicos de Guatemala, en el cual se observa que en Guatemala se tienen zonas con alto potencial eólico distribuidas principalmente en la región central y oriental del país.

Figura 8. **Mapa de Potencial Eólico en Guatemala**



Fuente: Dirección General de Energía. *Resultados de las mediciones de viento a partir del año 2006 hasta el año 2014*. p. 2.

Además de la distribución geográfica de las zonas de alto potencial eólico, se debe tomar en cuenta para una buena caracterización del recurso eólico, el comportamiento temporal del viento en las diferentes escalas y diferentes emplazamientos.

El comportamiento espacial y temporal de los vientos a gran escala en Guatemala se describe a continuación, según información del MEM:

Guatemala se encuentra afectado por el patrón de los vientos alisios. Estos vientos se desplazan con una componente del Norte (puede ser NNE, NE, NNO) durante los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero y febrero; debido a un sistema de alta presión que se ubica por esa época en la parte central de los Estados Unidos Norteamericanos y la prolongación de este sistema de presión a través del Golfo de México y la Península de Yucatán (en la República Mexicana), el viento penetra al territorio del Golfo de México por el departamento de Izabal y se encañona entre las Sierras del Merendón y Las Minas.

Estos hacen que los vientos se aceleren y registren velocidades un poco más altas en el oriente del país. Estos vientos pasan a la zona central y se dirigen a la parte noroeste del país disminuyendo considerablemente su velocidad, el área cubierta por estos vientos estaría comprendida entre la Sierra de los Cuchumatanes y el Pie del Monte de la Costa Sur.

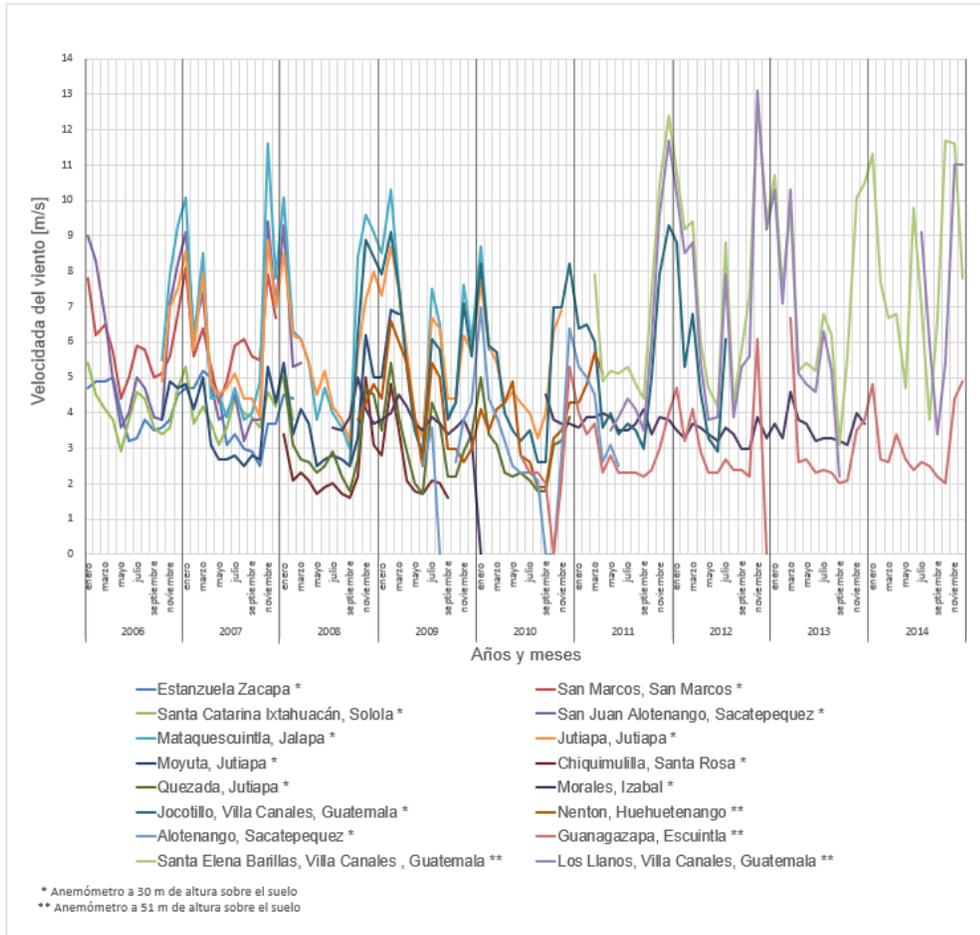
Durante los meses de marzo a junio, el viento mantiene un componente Sur, por la presencia de sistemas de baja presión ubicados a lo largo del Océano Pacífico que son responsables de gobernar la circulación o flujo del viento. Cuando estos sistemas de presión son lo suficientemente grandes, hacen que el viento logre rebasar los macizos montañosos del Pie de Monte y la Sierra de los Cuchumatanes, llegando hasta los departamentos de Alta Verapaz, Huehuetenango y El Quiché.

En los restantes meses de julio a septiembre, el viento también mantiene una componente Norte, debido a la presencia del anticiclón semipermanente del Atlántico, que mantiene un flujo a través del departamento de Izabal; excepto en situaciones donde aparecen los huracanes o tormentas tropicales que hacen que el flujo cambie completamente, pero ello, es en forma transitoria.¹

La información anterior se puede complementar al analizar la figura 9, que muestra series temporales de la velocidad promedio mensual para diferentes puntos de medición en Guatemala desde el año 2009 hasta el año 2014. Estas mediciones fueron tomadas a una altura de 30 y 51 m sobre el nivel del suelo. Se observa que no hay una gran variación en el comportamiento entre períodos anuales y la estacionalidad se mantiene, teniendo de abril a septiembre meses de bajo recurso y de noviembre a marzo meses de mayor recurso.

¹ Ministerio de Energía y Minas. *Energía Eólica en Guatemala*. 2011. p. 145.

Figura 9. Variabilidad del viento en Guatemala



Fuente: elaboración propia, con información de Dirección General de Energía. Resultados de las mediciones de viento a partir del año 2006 hasta el año 2014. p. 18.

2.8.1. Proyectos eólicos

Actualmente se tienen en operación en el SNI las centrales eólicas San Antonio El Sitio y Viento Blanco con potencias instaladas de 52,8 MW y 23,1 MW respectivamente, además, se tiene en etapa de planificación las centrales Las Cumbres y Comapa, con las cuales se prevé tener una capacidad eólica

instalada total de 182,9 MW. Estas centrales tienen las siguientes ubicaciones y descripciones de acuerdo a las resoluciones de acceso al sistema de transporte publicadas por la CNEE e información del MEM:

- San Antonio El Sitio: conformada por 16 aerogeneradores cada uno con potencia nominal de 3,3 MW, haciendo una capacidad instalada total de 52,8 MW. Se encuentra ubicado en el municipio de Villa Canales departamento de Guatemala. Su conexión al SNI es por medio de una subestación en 230 kV interconectada por medio de líneas de 230 kV de circuito simple a las subestaciones Guatemala Este y La Vega II.
- Viento Blanco: consta de 7 aerogeneradores con potencia nominal de 3,0 MW cada uno, haciendo una capacidad total instalada de 21,0 MW. Se encuentra ubicado en Finca La Colina del municipio de San Vicente Pacaya del departamento de Escuintla. Su conexión al SNI será por medio de una subestación en 138 kV que seccione la línea que interconecta las subestaciones Palín 2 y Ortitlán.
- Las Cumbres: la capacidad total instalada de esta central será de 50 MW. Estará ubicada en el municipio de Agua Blanca del departamento de Jutiapa.
- Comapa: central de generación eólica con 19 aerogeneradores con potencia nominal de 3,0 MW cada uno, teniendo una capacidad total instalada de 57,0 MW. Se encuentra ubicada en el municipio de Comapa en el departamento de Jutiapa. Su conexión al SNI será por medio de una subestación en 138 kV que seccione la línea que interconecta las subestaciones Moyuta y El Progreso.

3. MODELO DE OPTIMIZACIÓN DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA CORTO PLAZO

En el presente capítulo se describe el fundamento teórico para la modelación matemática de solución del problema de la optimización del despacho de generación, la metodología y criterios utilizados en el estudio para realizar el despacho de generación.

3.1. Modelos de optimización

Un modelo de optimización es un planteamiento matemático que describe el comportamiento de un sistema y permite determinar la mejor forma de asignar los recursos o actividades para el cumplimiento del objetivo del sistema. Los elementos que componen un modelo de optimización son:

- **Función objetivo:** es la medida cuantitativa del funcionamiento del sistema que se desea optimizar, constituye la función que se debe maximizar o minimizar. Está compuesta por variables de decisión sujetas a restricciones.
- **Variables:** son valores o decisiones que se pueden tomar y que afectan el desempeño del sistema, es decir afectan el valor de la función objetivo.
- **Restricciones:** son el conjunto de relaciones que las variables están obligadas a satisfacer. Estas restricciones se originan porque las variables en la realidad solo pueden tomar algunos valores.

Resolver un problema de optimización consiste en encontrar el valor de las variables que hacen óptima la función objetivo, satisfaciendo todas las restricciones del problema.

Debido a que el modelo matemático que se utilizará en el presente estudio para la solución del problema del despacho óptimo consiste en una mezcla de modelos de programación matemática, a continuación se describen las características y planteamiento matemático de estos modelos.

3.1.1. Programación lineal

La solución a un problema de programación lineal consiste en elegir el nivel de cada una de las actividades que compiten para realizar la operación óptima de un sistema, considerando los recursos que utilizará cada actividad. El modelo de programación lineal tiene una forma estándar en la cual se plantea el problema de optimización en términos de toma de decisiones sobre los niveles de actividades que permitirán obtener el mejor valor de la función objetivo como una medida del desempeño del sistema. El modelo estándar está conformado por la función objetivo descrita por la ecuación (3.1) sujeta a las restricciones de la forma que muestran las ecuaciones (3.2) a (3.5).

$$\text{Minimizar } Z = c_1x_1 + c_2x_2 + \dots + c_nx_n \quad (3.1)$$

$$a_{11}x_1 + a_{12}x_2 + \dots + a_{1n}x_n \leq b_1 \quad (3.2)$$

$$a_{21}x_1 + a_{22}x_2 + \dots + a_{2n}x_n \leq b_2 \quad (3.3)$$

⋮

$$a_{m1}x_1 + a_{m2}x_2 + \dots + a_{mn}x_n \leq b_m \quad (3.4)$$

$$x_1 \geq 0, x_2 \geq 0, \dots, x_n \geq 0 \quad (3.5)$$

En el modelo anterior x_1, x_2, \dots, x_n son las variables de decisión que representan los niveles de actividades a definir para la optimización de la función objetivo. Los coeficientes c_i, b_j y a_{ij} son los parámetros del modelo, c_i representa la variación de la función objetivo con el aumento del nivel de una actividad específica, b_j representa la cantidad del recurso de la cual se dispone y a_{ij} el recurso consumido por cada actividad. La ecuación (3.5) indica que los niveles de producción no pueden ser negativos.

Las ventajas principales que brinda la programación lineal son la existencia de métodos eficaces para su solución, la fiabilidad en cuanto a la convergencia y la facilidad para detectar la inviabilidad de las soluciones. En el estudio de sistemas de potencia brinda la facilidad de adaptación a diferentes límites de funcionamiento y contingencias, aunque presenta desventajas en cuanto a la exactitud para la evaluación de las pérdidas del sistema. Debido a sus características la programación lineal es utilizada para la solución de problemas de despacho económico con restricciones de seguridad, flujo óptimo de potencia y optimización de la potencia reactiva mediante el uso de modelos linealizados.

3.1.2. Programación entera y programación mixta

En la programación lineal se tiene el supuesto que las variables pueden tomar valores no enteros. En muchos problemas de optimización las variables deben tener un valor entero, cuando se tiene este tipo de problemas se dice que se tiene un problema de programación entera.

Cuando se tiene un problema de programación donde todas las variables deben tener un valor entero se tiene un problema de programación entera puro, el modelo del problema tiene la forma que describen las ecuaciones (3.1) a (3.4) sujeto a:

$$x_1, x_2, \dots, x_n = \text{Enteros} \quad (3.6)$$

Si el problema de programación requiere que solo algunas de las variables sean números enteros se tiene un problema de programación mixta lineal-entera.

Un caso especial de un problema de programación sea entero puro o mixto se tiene cuando las variables enteras tiene que ser iguales a 0 o a 1, estos problemas son conocidos como problemas de programación entera binaria, encontrados en muchas situaciones en la representación de los sistemas de producción. En este tipo de problemas las restricciones tienen la siguiente forma:

$$x_1, x_2, \dots, x_n = 0 \text{ o } 1 \quad (3.7)$$

El problema de la optimización del despacho de generación en un sistema de potencia se puede formular como un problema de programación entera mixta con variables enteras como el estado encendido o apagado de las centrales térmicas y variables no enteras como la potencia producida por cada central. La solución de los problemas de programación entera requiere de gran cantidad de recursos informáticos por lo que es necesario utilizar técnicas de simplificación del problema como algoritmos heurísticos o el algoritmo de ramificación y acotamiento. Por sus características la programación mixta entera es utilizada para la solución de problemas como *Unit Commitment*.

3.2. Costo operativo de las centrales eléctricas y costo de déficit

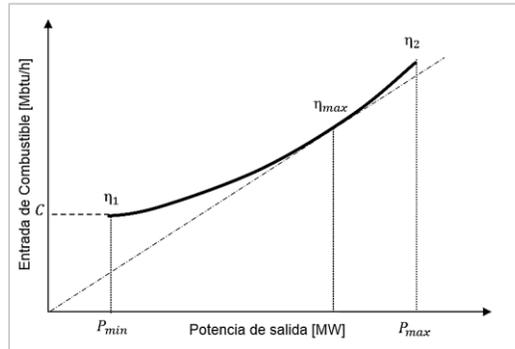
La función objetivo de la optimización del despacho de generación, desde el punto de vista del operador del sistema, es la función de costo total de la operación, comúnmente llamado costo operativo. Las variables de decisión principales son los costos y tiempos de operación de cada central que se utiliza para abastecer la demanda y reservas operativas. Además puede considerarse dentro del costo total de la operación los costos por energía no suministrada debido al déficit de generación para su cobertura.

El costo de operación varía para cada tecnología de generación de acuerdo al combustible utilizado y características particulares de operación y mantenimiento. El costo de la generación de la energía eléctrica en el presente estudio se expresa en términos de costo unitario por megavatio hora US\$/MWh, considerando únicamente los costos variables de operación y mantenimiento de las centrales de generación, dentro de los cuales se incluyen los costos resultados del consumo de productos en función de la producción de energía.

3.2.1. Función de costo operativo

En las centrales térmicas se puede representar el consumo de combustible en función de la potencia de salida mediante la curva de consumo específico mostrada en la figura 10. La relación entre la entrada de combustible y la salida de potencia en cada punto de la curva es conocida como el consumo específico de la central y puede determinarse como la pendiente de la recta que une el origen con cada punto. El recíproco del consumo específico es la eficiencia η de la central. Como muestra la figura 10, la eficiencia de la central varía junto con la potencia de salida, teniendo la máxima eficiencia cuando la recta desde el origen es tangente a la curva de consumo específico.

Figura 10. **Curva de consumo específico de unidad térmica**



Fuente: elaboración propia, con base en ZHU, Jizhong. *Optimization of Power System Operation*. p. 86

Al expresar la entrada de combustible en términos del costo asociado se obtiene el costo operativo en función de la potencia de salida o función de costo operativo F_{CO} . Generalmente esta función no es lineal y suele representarse como una función cuadrática de la siguiente forma:

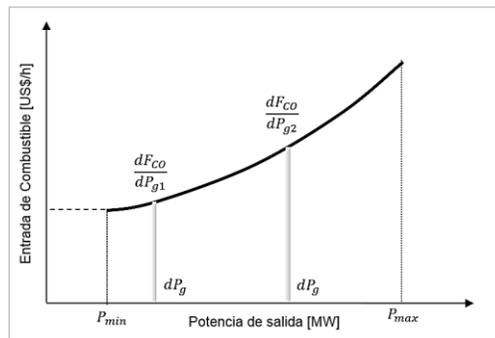
$$F_{CO}(P_g) = aP_g^2 + bP_g + C \quad (3.8)$$

Donde a y b son coeficientes que representan los parámetros del consumo de combustible y potencia de salida, C representa el consumo de combustible de la operación sin potencia de salida.

La variación del costo para una determinada salida de potencia es el límite de la relación entre el incremento o decremento en el costo de la entrada de combustible y el correspondiente incremento o decremento de potencia de salida cuando la variación de potencia tiende a cero. La variación en el costo puede obtenerse determinando el aumento de costo en un intervalo de tiempo en el cual la potencia ha variado una cantidad muy pequeña, esta variación del

costo es conocida como costo incremental, el cual es aproximadamente el costo adicional por hora de incrementar la salida de la P_g en 1 MW o el ahorro en costo por hora de reducir la misma potencia, este valor, como se muestra más adelante, también representa el costo marginal de la demanda que se atiende con esta generación. La gráfica de la función de costo operativo se puede observar en la figura 11, la cual muestra el costo de la entrada de combustible en función de la potencia de salida.

Figura 11. **Función de costo operativo de unidad térmica**



Fuente: elaboración propia, con base en ZHU, Jizhong. *Optimization of Power System Operation*. p. 86.

Si la función de costo operativo está dada por la ecuación (3.8), el costo incremental lo determina la derivada de dicha función:

$$\frac{dF_{CO}(P_g)}{dP_g} = 2aP_g + b \quad (3.9)$$

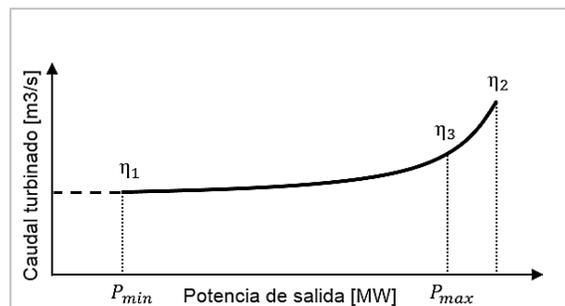
Las centrales hidroeléctricas tienen características de consumo similares a las de las centrales térmicas, pero la entrada es diferente ya que se expresa en términos de volumen de agua por unidad de tiempo o caudal entrante turbinado.

La potencia de salida de una central hidroeléctrica es proporcional a la magnitud del caudal Q , a la altura del desplazamiento del caudal turbinado H y a la eficiencia de la central η , pero suele simplificarse en la solución de problemas de despacho de generación, mediante la obtención de un factor de producción σ que está en función de η y H , expresando la salida de la central únicamente en términos del caudal turbinado como:

$$P_g = \sigma * Q \quad (3.10)$$

La figura 12 muestra la curva característica de una central hidroeléctrica la cual es casi lineal hasta el punto donde alcanza la potencia máxima. Para valores arriba de este punto los requerimientos de caudal turbinado aumentan a la vez que la eficiencia de la central disminuye.

Figura 12. **Curva de operación de unidad hidroeléctrica**



Fuente: elaboración propia, con base en ZHU, Jizhong. *Optimization of Power System Operation*.

Las centrales con fuente de energía renovable como las térmicas con bagazo como combustible, hidroeléctricas, geotérmicas, eólicas y fotovoltaicas carecen de un costo por la fuente primaria de energía, por lo cual la función de

costo operativo se reduce a un valor equivalente a los costos variables de operación y mantenimiento de la central.

3.2.2. Integración de costos variables

Si se considera que la eficiencia del generador es una sola en todo el rango de producción de potencia, es posible simplificar el cálculo de la función de costo, obteniendo un valor único para todo el rango de operación o una cantidad limitada de segmentos con costos variables asociados, esta simplificación resulta de gran ayuda al momento de resolver el problema de optimización con gran cantidad de variables asociadas a las centrales de generación.

El costo variable de generación se puede calcular de acuerdo a una fórmula o metodología que incluya todos los costos en los que se incurre por cada central de generación para poder producir la energía, considerando las características operativas y tipo de combustible utilizado. La ecuación (3.11) describe de forma simplificada los componentes que incluye el método de cálculo para la integración del costo variable de generación cvg_i para una central i .

$$cvg_i = \eta C_{uc} + C_{O\&M} + C_A + C_P \text{ o } cvg_i = \eta C_{uc} * (C_A + C_P) + C_{O\&M} \quad (3.11)$$

Donde la única variable en el corto plazo es el precio de combustible C_{uc} , el cual puede incluir el precio de compra de combustible, costo de transporte y costos de seguros o impuestos. La eficiencia η toma el valor máximo de eficiencia de la central, que corresponde en general a un valor cercano a la eficiencia a plena carga. Los costos unitarios de operación y mantenimiento $C_{O\&M}$ se determinan con la estimación de los costos totales de operación y

mantenimiento anuales C_{AOM} y la proyección de generación de energía E_A en el mismo período, como lo indica la ecuación (3.12). Los costos por arranque y parada pueden sumarse directamente al costo variable o ser un factor de incremento que afecta a los costos de combustible, operación y mantenimiento, como lo muestran las ecuaciones (3.11).

$$C_{O\&M} = \frac{C_{AOM}}{E_A} \quad (3.12)$$

Para las centrales que no utilizan combustible, el costo variable de operación es únicamente el costo de operación y mantenimiento $C_{O\&M}$. En el caso de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, existe una metodología que permite obtener un costo de oportunidad asociado a la energía, mediante el cálculo del valor del agua almacenada, concepto que se define más adelante.

3.2.3. Costo de la Energía no Suministrada y Máquina de Falla

El Costo de la Energía no Suministrada (CENS) es un valor monetario promedio por unidad de demanda de energía que se asigna a una interrupción del servicio.

En la optimización del despacho puede modelarse el déficit de generación por medio de máquinas térmicas ficticias denominadas Maquinas de Falla, las cuales se consideran como centrales disponibles en el parque generador térmico, con una potencia máxima que representa un escalón de déficit, equivalente a un porcentaje de la demanda prevista de potencia en cada etapa de análisis. La última Máquina de Falla debe tener una potencia que permita al modelo de solución atender la demanda con generación, con retiro de demanda o por medio de esta máquina.

Cada Máquina de Falla tiene un costo variable asociado, un porcentaje del CENS de acuerdo a los escalones de reducción de demanda. La última Máquina de Falla tiene como costo variable el total del CENS.

3.3. Restricciones operativas del sistema

Las restricciones operativas que se presentan en la operación del sistema de potencia son muy importantes debido a que el modelo de solución debe permitir representarlas de forma correcta para proporcionar una solución que represente adecuadamente el funcionamiento del sistema.

3.3.1. Restricciones generales

Existen restricciones generales para la operación del sistema, las cuales son independientes de los tipos de centrales eléctricas y restricciones de la red de transporte. Estas restricciones se describen a continuación:

- Balance demanda – generación: la demanda eléctrica debe coincidir en todo momento con la producción de energía de las centrales. Esta característica del sistema hace necesario que en cada etapa de optimización se conozca la demanda del sistema P_D y que la suma de las potencias producidas P_{gi} por las n centrales que cubren la demanda coincida, de manera que para cada etapa de optimización se cumpla:

$$P_D = \sum_{i=1}^n P_{gi} \quad (3.13)$$

Una característica que debe considerarse en esta restricción es si la demanda del sistema es totalmente elástica, totalmente inelástica o

parcialmente inelástica. Para el presente estudio se considera que la demanda es totalmente inelástica o fija por lo cual debe ser obligatoriamente atendida y su interrupción debe ser únicamente por imposibilidad física del sistema para atenderla.

- Potencia máxima y mínima: la potencia mínima $P_{i\ min}$ es la producción mínima a la cual puede operar una central o unidad generadora de forma estable, cumpliendo todos los requerimientos del sistema, está determinada por las condiciones técnicas y otros factores de las calderas o turbinas. La potencia máxima $P_{i\ max}$ es la máxima producción que puede tener según los parámetros de diseño de la turbina o generador. Las potencias despachadas para cada central P_{gi} debe estar en todo momento entre los rangos de potencia mínima y potencia máxima:

$$P_{i\ min} \leq P_{gi} \leq P_{i\ max} \quad (3.14)$$

- Reservas rodantes de generación: para modelar los márgenes de reserva para la participación de las unidades de generación en la regulación de frecuencia es necesario restringir su despacho.

Para la Reserva Rodante Regulante se debe restringir un porcentaje γ de la potencia máxima de cada central, de forma que:

$$P_{gi} \leq \frac{P_{i\ max}}{(1 + \gamma)} \quad (3.15)$$

El requerimiento de Reserva Rodante Operativa es igual a un porcentaje ψ de la generación total del sistema en cada etapa de optimización. Está compuesta como lo indica la ecuación (3.16) por la suma de las potencias para RRO P_{grroi} de las centrales que prestan este servicio.

$$\sum_{i=1}^n P_{grroi} = \psi \sum_{i=1}^n P_{gi} \quad (3.16)$$

La potencia P_{grroi} corresponde a una oferta de potencia, la cual bajo el enfoque actual del MM para la prestación de este servicio, puede ser como máximo el valor medio de la diferencia entre la potencia máxima y la potencia mínima, donde se debe considerar la restricción de potencia por RRR. La restricción correspondiente está dada por:

$$P_{grroi} \leq \frac{1}{2} (P_{gi} - P_{i \min}) \quad (3.17)$$

- Disponibilidad: es una característica inherente a la operación de las centrales de generación, debido a que la potencia y el tiempo de operación de las centrales puede estar restringido por causa de mantenimientos, pruebas de equipos, disponibilidad de combustibles o fuente primaria de energía, fallas internas o externas de la central y otros, teniendo como resultados restricciones de potencia y energía para diferentes etapas, la cuales representan variación de las potencias máximas y mínimas, así como límites máximos y mínimos de la energía que deben producir en una etapa t determinada, teniendo que cumplirse:

$$P_{it \max} \leq P_{git} \leq P_{it \min} \quad (3.18)$$

3.3.2. Restricciones de las centrales térmicas

Las centrales térmicas presentan diferentes características operativas de acuerdo a la tecnología utilizada, estas restricciones se deben incluir en la optimización del despacho mediante igualdades y desigualdades con los límites

establecidos de operación. Los más importantes a considerar en la optimización del despacho en el presente estudio son:

- Mínimo tiempo de apagado: tiempo que las unidades térmicas deben permanecer fuera de línea antes de poder volver a entrar en operación.
- Mínimo tiempo de operación: mínimo tiempo que las unidades térmicas deben permanecer en línea antes de poder salir de operación en una hora cualquiera.
- Máximo tiempo de operación: máximo tiempo en horas que las unidades térmicas pueden permanecer encendidas.
- Tiempo de arranque: tiempo de arranque de todos los equipos de la central, dependiendo de la condición inicial.
- Rampa de toma o reducción de carga: consiste en la razón de aumento o reducción de potencia de las unidades por unidad de tiempo.
- Numero de arranques: es el número máximo de arranques dentro de un determinado número de etapas y dentro del horizonte de estudio.

3.3.3. Restricciones de las centrales hidroeléctricas

Las centrales hidroeléctricas pueden presentar dos tipos de restricciones, el primer tipo corresponde a la operación del embalse y caudales y el segundo tipo corresponde a las restricciones de la central eléctrica. Estas restricciones también se incluyen como igualdades y desigualdades con los límites de operación. A continuación se describen las restricciones más importantes de las centrales hidroeléctricas para el presente estudio:

- Balance del agua: la suma del volumen entrante y el volumen almacenado utilizado debe ser igual a la suma del volumen entrante turbinado, volumen vertido y las pérdidas.

- Volumen almacenado: se deben respetar los límites que representan los volúmenes máximos y mínimos, estos son representados por niveles del embalse.
- Caudales turbinables: representan los límites máximos y mínimos de caudal determinados por requerimientos ambientales, técnicos y económicos.
- Rampas de toma o reducción de carga, tiempo de arranque y número máximo de arranques, con las mismas descripciones que las centrales térmicas.

3.3.4. Restricciones del sistema de transmisión

La restricción que representa el sistema de transmisión en el despacho de generación es la máxima capacidad de transferencia de potencia y energía entre diferentes zonas del sistema. Esta capacidad está determinada por las características físicas y eléctricas de los elementos de la red de transmisión, las cuales representan límites de operación en la red, estos límites pueden ser el límite térmico, límite por estabilidad de voltaje y límite por estabilidad transitoria.

Si se considera un nodo de envío i en el cual se conectan n generadores y un nodo de recibo j en el cual se conecta la carga del sistema, la potencia máxima del grupo de generadores debe ser como máximo el límite de transmisión $P_{ij_{max}}$ del enlace, de manera que:

$$\sum_{i=1}^n P_{gi} \leq P_{ij_{max}} \quad (3.19)$$

De la misma manera que en la operación de las centrales eléctricas, las instalaciones de transporte pueden presentar restricciones por disponibilidad debido a fallas, pruebas, mantenimientos y otros, de manera que el límite de

transmisión de los enlaces puede tener reducciones que afectan directamente la operación del sistema y el despacho de generación. En este caso se tiene que cumplir el límite de transmisión para cada etapa t de optimización de acuerdo a:

$$\sum_{i=1}^n P_{git} \leq P_{ijt \max} \quad (3.20)$$

3.4. Despacho óptimo de generación en sistemas de potencia

El objetivo de realizar un despacho óptimo de generación es utilizar el recurso que provee la energía de manera que resulte en un costo mínimo para el funcionamiento del sistema, mediante la determinación de la potencia de salida de las centrales o unidades generadoras para cubrir la demanda de los consumidores para un horizonte de tiempo analizado.

Para la solución del problema existen diferentes modelos y consideraciones para el análisis, formulados en función de la escala de tiempo y nivel de detalle requerido. Dentro de los modelos convencionales se incluye el Despacho Económico Clásico analizando y despreciando las pérdidas en la red de transporte, Despacho con Restricciones en la Red de Trasmisión, el Flujo Óptimo de Potencia y el *Unit Commitment*, así como la dependencia temporal del despacho en sistemas hidrotérmicos.

3.4.1. Despacho Económico Clásico

En el Despacho Económico Clásico no se analizan restricciones de seguridad de la red de transmisión, teniendo como problema principal la

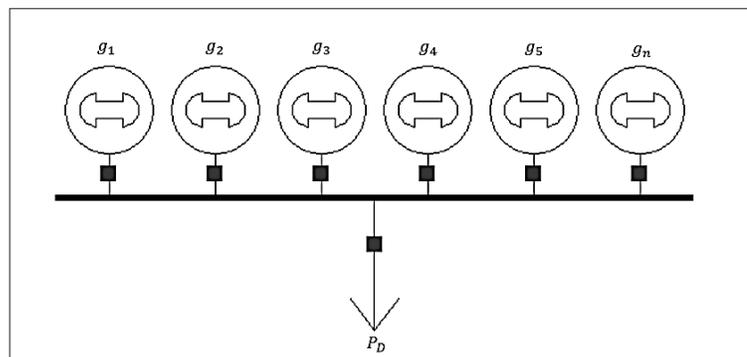
asignación de la producción a las centrales o unidades generadoras para obtener el costo mínimo para el cubrimiento de la demanda.

Debido a que la eficiencia de las máquinas depende de la potencia de salida, es necesario utilizar métodos de solución que optimicen la eficiencia de las máquinas y por ello no es posible resolver el problema del despacho económico únicamente asignando la producción de las centrales en función de su costo variable, sin embargo, es posible simplificar el modelo de solución mediante la integración de los costos variables.

3.4.1.1. Despacho económico sin pérdidas

Al no considerar la red de transporte y sus efectos sobre el despacho de generación, es posible representar un sistema teórico de nodo único con las n unidades que lo conforman conectadas a un mismo nodo que alimenta la demanda del sistema con potencia P_D , como el mostrado en la siguiente figura:

Figura 13. Sistema de nodo único



Fuente: elaboración propia, utilizado el software Power World®.

Para el enfoque inicial puede considerarse el caso teórico más básico de despacho, donde se desprecian los límites de generación de cada unidad y las pérdidas en la red, teniendo como única restricción la igualdad entre la potencia producida por las centrales y la demanda de la carga que deben cubrir según la ecuación (3.13). La función objetivo es minimizar la función de costo total F_{CT} :

$$\text{Minimizar } F_{CT}(P_g) = \sum_{i=1}^n F_{Coi}(P_{gi}) \quad (3.21)$$

Al tener un problema de optimización con restricciones de igualdad es posible utilizar el método de multiplicadores de Lagrange para su solución, teniendo la función de Lagrange como:

$$L(P_g, \lambda) = \sum_{i=1}^n F_{Coi}(P_{gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{gi} - P_D \right) \quad (3.22)$$

Y las condiciones de primer orden para encontrar la solución óptima:

$$\frac{\partial L(P_g, \lambda)}{\partial P_{gi}} = FI_{Coi}(P_{gi}) - \lambda = 0 \quad (3.23)$$

$$\frac{\partial L(P_g, \lambda)}{\partial \lambda} = - \sum_{i=1}^n P_{gi} + P_D = 0 \quad (3.24)$$

Para este enfoque la solución del despacho se obtiene cuando los generadores operan bajo un mismo costo incremental como lo indica (3.23). El valor común de los costos incrementales es el multiplicador de Lagrange λ , que además representa el costo marginal óptimo respecto de la demanda:

$$FI_{COi}(P_{gi}) = \lambda = \frac{dF_{COi}}{dP_{gi}} = 2a_i P_{gi} + b_i \quad (3.25)$$

Si se considera la restricción impuesta por los límites de generación que impone la ecuación (3.14), la condición de costos incrementales (3.25) no es válida y debe sustituirse agregando multiplicadores de Lagrange asociados a las desigualdades impuestas por los límites de generación. En este caso es necesario incluir nuevos multiplicadores de Lagrange $\mu_{i \min}$ y $\mu_{i \max}$, teniendo la función de Lagrange como:

$$L(P_g, \lambda) = \sum_{i=1}^n F_{COi}(P_{gi}) - \lambda \left(\sum_{i=1}^n P_{gi} - P_D \right) - \left(\sum_{i=1}^n \mu_{i \max} (P_{gi} - P_D) \right) - \left(\sum_{i=1}^n \mu_{i \min} (P_{gi} - P_D) \right) \quad (3.26)$$

Las condiciones necesarias para la solución óptima serán:

$$\frac{\partial L(P_g, \lambda)}{\partial P_{gi}} = FI_{COi}(P_{gi}) - \lambda - \mu_{i \max} - \mu_{i \min} = 0 \quad (3.27)$$

$$\frac{\partial L(P_g, \lambda)}{\partial P_{gi}} = - \sum_{i=1}^n P_{gi} + P_D = 0 \quad (3.28)$$

Resultando con una variación en los costos incrementales respecto al problema cuando no se incluyen límites de generación, dada por:

$$FI_{COi}(P_{gi}) = \lambda + \mu_{i \min} \geq \lambda \quad \text{si } P_{gi} = P_{gi \min} \quad (3.29)$$

$$FI_{COi}(P_{gi}) = \lambda + \mu_{i \min} \geq \lambda \quad \text{si } P_{gi \max} < P_{gi} < P_{gi \min} \quad (3.30)$$

$$FI_{COi}(P_{gi}) = \lambda + \mu_{i \max} \leq \lambda \quad \text{si } P_{gi} = P_{gi \max} \quad (3.31)$$

Donde el multiplicador de Lagrange asociado con el equilibrio de potencia λ tiene la misma interpretación que el caso sin límites de generación, es decir el costo marginal de la generación respecto de la demanda. Sin embargo, las condiciones de las ecuaciones (3.29) a (3.31) indican que los generadores que operan entre sus límites tienen costos marginales idénticos de valor λ , los generadores que operan a su límite superior tienen un costo marginal igual o mayor que λ y los generadores que operan en su límite inferior tienen un costo marginal igual o menor que λ .

3.4.1.2. Simplificación del despacho económico sin pérdidas

Una simplificación para el problema del despacho económico puede obtenerse al sustituir la función de costos por un costo único de generación para cada central como el expuesto en la sección 3.2.2. La solución al problema se tendrá asignando la producción de las centrales en orden ascendente de su costo variable, es decir suministrando la potencia desde la planta con costo variable más bajo hasta cubrir la demanda del sistema, mediante el establecimiento de un orden de despacho en función del costo variable. Con esta solución del problema el costo incremental de combustible o bien el costo marginal de la demanda λ estará definido por el costo variable de la máquina encendida con el costo más alto para cubrir la demanda, respetando los criterios de las ecuaciones (3.29) a (3.31).

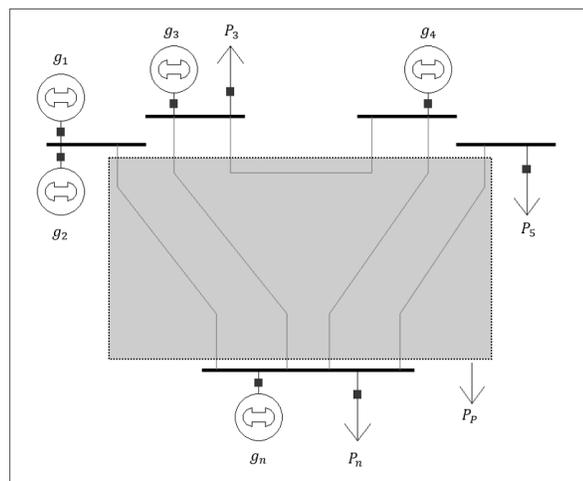
3.4.1.3. Despacho económico con pérdidas

Para determinar la distribución de carga entre centrales o unidades generadoras considerando las pérdidas en el sistema de transmisión debe tenerse en cuenta que el costo incremental de una planta o nodo de conexión

de una planta no es el único factor que determina la asignación de la producción. Puede darse el caso en el que un nodo con costo incremental menor se encuentre alejado eléctricamente de los centros de consumo y tenga asociado pérdidas que ameriten reducir su producción y asignarla a una central conectada a un nodo con costo incremental mayor pero más cercano eléctricamente al centro de consumo con el fin de regular las pérdidas por transmisión.

Para analizar el problema del despacho con pérdidas se considera un sistema de n centrales y k nodos tal como lo representa la figura 14, donde la función de costo total del sistema es la suma de los costos individuales de las centrales, como lo indica la ecuación (3.21).

Figura 14. Sistema con red de transporte



Fuente: elaboración propia, utilizado el software Power World®.

La entrada total de potencia a la red es la suma de las potencias individuales de las centrales. Para el balance de potencia se debe cumplir la

ecuación (3.32), donde P_D es la potencia demandada por las cargas del sistema y P_P es la potencia de pérdidas en el sistema de transmisión.

$$P_D + P_P = \sum_{i=1}^n P_{gi} \quad (3.32)$$

Resolviendo la función de costo por el método de Multiplicadores de Lagrange se obtendrá el costo incremental del sistema dado por la ecuación (3.33), mostrando un resultado distinto a la solución de costo incremental dictado por la ecuación (3.25) debido a la adición del término por la componente de las pérdidas.

$$FI_{Coi}(P_{gi}) = \lambda = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_P}{\partial P_{gi}}} \right) \frac{dF_{Coi}}{dP_{gi}} \quad (3.33)$$

La ecuación (3.33) muestra que el costo incremental de combustible ahora se encuentra afectado por un factor dado por (3.34), el cual representa una penalización de la planta i debido a las pérdidas en la red de transmisión.

$$FP_{gi} = \left(\frac{1}{1 - \frac{\partial P_P}{\partial P_{gi}}} \right) \quad (3.34)$$

3.4.1.4. Simplificación del despacho económico con pérdidas

El despacho considerando pérdidas en la red de transporte también puede simplificarse al considerar una integración de costos variables e incorporarle un factor de penalización según la ubicación de la central en la red.

Para la solución del problema del despacho con pérdidas con el método simplificado, es necesario utilizar los conceptos de Costos Marginales y Factor de Pérdidas Nodales (FPN).

- Costo Marginal del Sistema: el costo marginal de corto plazo de un sistema eléctrico para un período determinado se define como el costo en el cual incurre para suministrar un kilovatio-hora adicional de energía. El costo corresponde al máximo costo variable, valorizado en el nodo de referencia, de las unidades generadoras que resultan operando para cubrir la demanda del sistema en el período analizado.
- Costo Marginal por Nodo: el costo marginal de corto plazo por nodo es el costo en el que incurre el sistema en conjunto para suministrar una unidad adicional de energía en el nodo correspondiente, para un período determinado.
- Factor de Pérdidas Nodales (FPN): el FPN de un nodo i , respecto a un nodo de referencia nr , como lo muestra la ecuación (3.35), es la relación entre los costos marginales de los nodos cuando el nodo i incorpora en su costo marginal las pérdidas marginales por transmisión al nodo de referencia, siempre que estos se encuentren vinculados sin restricciones en la red de transporte.

$$FPN_i = \frac{CM_i}{CM_{nr}} \quad (3.35)$$

Donde:

CM_{nr} Costo marginal del nodo de referencia nr

CM_i Costo marginal del nodo i

El cálculo de las pérdidas en la red de transmisión por medio del Factor de Pérdidas Nodales es una metodología simple que permite descontar implícitamente las pérdidas marginales de transmisión. Los costos variables se ven modificados en cada nodo del sistema de transmisión según las pérdidas que provoca la inyección o retiro de energía del nodo.

Al utilizar el FPN es posible obtener una simplificación para el despacho tal como se explicó en el apartado del despacho sin pérdidas. En este caso el FPN modifica el costo variable de las centrales $cv g_i$, y la solución al despacho se obtiene asignando la producción de las centrales en función al costo variable afectado por su FPN como lo indica la ecuación (3.36), estableciéndose un nuevo costo $cv g_{ip}$ que considera las pérdidas por transporte.

$$cv g_{ip} = \frac{cv g_i}{FPN_i} \quad (3.36)$$

3.4.2. Unit Commitment

Las descripciones de los despachos de generación anteriores corresponden a despachos de una sola etapa. Este tipo de despacho es posible si se considera que todos los generadores que conforman un sistema están permanentemente en línea para poder cubrir la demanda, independientemente del valor que esta tenga. Estos brindan el fundamento teórico y conceptos importantes de la optimización del despacho, sin embargo, en la realidad la optimización del despacho se debe realizar para múltiples etapas durante un horizonte de tiempo, por lo cual deben considerarse otras alternativas de solución que tomen en cuenta los aspectos ya mencionados, a la vez que realicen el despacho en el tiempo considerando nuevas restricciones que este hecho impone.

Debido a la variabilidad de la demanda a lo largo de los horizontes de planificación y a las restricciones operativas de las centrales de generación, se debe decidir previo a la operación, los generadores que deben arrancar y en qué momento deben hacerlo, con el fin de garantizar la disponibilidad de generación en el momento que se requiera y minimizar el costo de operación.

El *Unit Commitment* es utilizado en la programación de la operación de unidades o centrales de generación durante un número determinado de etapas de análisis, minimizando los costos de arranque, parada y combustible a lo largo de un horizonte de operación. El horizonte de operación se divide en etapas discretas por lo general de la misma duración, considerando para cada etapa que la demanda del sistema es constante. Teniendo un grupo de generadores disponibles, se busca determinar una combinación factible óptima de la producción de cada central para cada etapa del horizonte de estudio que permita cubrir la demanda. Tiene como objetivo determinar las etapas de arranque y parada de las unidades para satisfacer la demanda prevista durante cada etapa dentro del horizonte de planificación de la operación. Es utilizado para la planificación con horizonte entre 24 y 168 horas, sin embargo, puede extenderse a horizontes mensuales o generalizarse en estudios de largo plazo.

Para resolver el problema se debe evaluar todas las combinaciones posibles de las n unidades del sistema, pero teniendo en cuenta las restricciones que limitan cada combinación como las potencias mínimas y máximas de salida así como los tiempos y número de arranques.

El *Unit Commitment* para un sistema de n generadores con horizonte de T etapas de análisis puede representarse en forma simplificada como:

$$\text{Minimizar } C_{OT} = \sum_{t=1}^T \sum_{i=1}^n F_{COit}(e_{it}, P_{git}) + C_{Ai}a_{it} + C_{Pi}p_{it} \quad (3.37)$$

Donde:

F_{COit} Función de costo operativo del generador i en la etapa t

e_{it} Variable binaria del estado de operación del generador i en la hora t

P_{git} Potencia producida por el generador i en la etapa t

C_{Ai} Costo de arranque del generador i

a_{it} Variable binaria del cambio de apagado hacia encendido del generador

C_{Pi} Costo de parada del generador i

p_{it} Variable binaria del cambio de estado de encendido a apagado

Sujeto a las restricciones (3.13) a (3.20) y considerando el estado inicial de las unidades, el tiempo mínimo de operación de los generadores incluyendo el histórico previo a la etapa inicial del análisis, tiempo mínimo fuera de línea incluyendo el histórico previo a la etapa inicial del análisis, rampas de toma y reducción de carga, así como el estado encendido o apagado y transición entre los estados de las unidades en cada etapa de análisis, representados por las variables binarias e_{it} , a_{it} y p_{it} .

3.4.2.1. Generación Forzada

La generación forzada es aquella generación despachada con costo variable mayor al costo marginal de la demanda. El origen de esta generación se encuentra en las diferentes restricciones operativas del sistema que implican que centrales operen por razones diferentes a las de su costo variable de generación.

Puede darse el caso que algunas centrales con restricciones de arranque y parada sean necesarias para cubrir los períodos de máxima demanda pero no sean económicas para los períodos de baja demanda. La búsqueda de un óptimo global para todo el horizonte de optimización puede determinar que la operación económica se obtiene manteniendo en línea las centrales para cubrir aumentos de demanda aun cuando sea necesario que permanezcan en línea en períodos cuando no sean la opción más económica.

La generación forzada también puede tener origen en la necesidad del sistema para cumplir con requerimientos como Reserva Rodante Operativa, Reserva Rápida y niveles adecuados de voltaje y en algunos casos debido a restricciones de mercado en donde pueden existir compromisos de venta de energía por parte de generadores que hacen que esta generación opere a un costo marginal mayor al del sistema.

3.4.3. Dependencia temporal de la operación en sistemas hidrotérmicos

Si se considera un despacho únicamente de unidades térmicas, con cantidad ilimitada de combustible para cada una de las centrales del sistema durante todo el horizonte de análisis, la determinación del despacho para cada período no tendrá repercusiones en los períodos futuros, ya que el costo de operación de una central en un período u otro es el mismo, en este caso se dice que el despacho está desacoplado en el tiempo.

En la realidad los sistemas eléctricos no poseen unidades únicamente térmicas, dando origen a una dependencia temporal de la operación producto de la limitada disponibilidad del recurso hídrico para las centrales hidroeléctricas. Debido a que en el despacho de un parque hidrotérmico se

busca utilizar la energía de bajo costo que provee el agua almacenada en los embalses para abastecer la demanda y así reducir los gastos de combustible de las centrales térmicas, es necesario utilizar la energía en el momento óptimo.

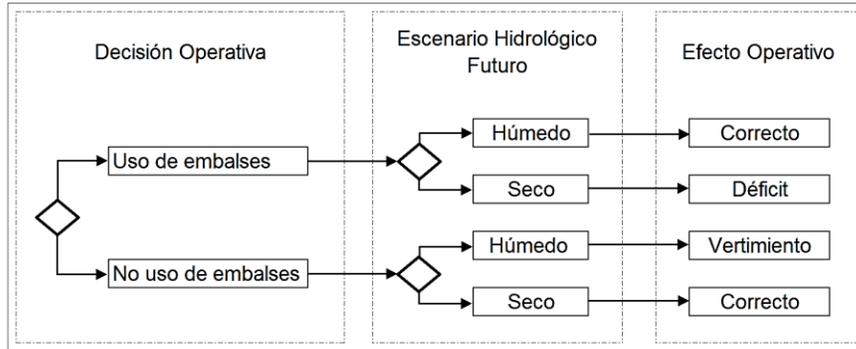
La dependencia temporal de la operación radica en la decisión operativa inmediata, los costos inmediatos y su efecto en la operación y correspondiente costo futuro. La incertidumbre de los escenarios hidrológicos que se tendrán en el futuro puede provocar los siguientes escenarios de operación:

- Si las reservas de energía son utilizadas inmediatamente minimizando los costos térmicos y ocurre una sequía en el futuro, se producirá un déficit de energía hidráulica y consecuentemente un aumento en los costos operativos futuros;
- Si no se hace uso de las reservas de energía inmediatamente, aumentado los costos inmediatos y en el futuro se tiene un escenario hidrológico húmedo, se podría incurrir en vertimiento del agua almacenada y aun cuando el costo futuro sea menor, se tendrá un desperdicio de energía.

La dependencia temporal de la operación debido a la incertidumbre hidrológica se representa en la figura 15.

La dependencia temporal de la operación tiene gran importancia para el análisis del despacho de generación para largo plazo, sin embargo, para un despacho de corto plazo se debe disponer de proyecciones de caudales y niveles de embalses para las etapas de análisis y con base en estas variables se debe elegir la forma óptima para el uso del agua, teniendo siempre una dependencia temporal de la operación.

Figura 15. **Decisión operativa de uso de los embalses**



Fuente: elaboración propia, con base en TORRES ÁVILA, Rigoberto Alejandro. *Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo*. p. 8.

3.4.3.1. **Función de Costo Inmediato y Función de Costo Futuro**

Las decisiones operativas de un sistema hidrotérmico se basan en el equilibrio entre el costo inmediato del uso de la disponibilidad del recurso hídrico y el valor esperado futuro del almacenamiento del mismo.

La Función de Costo Inmediato (FCI) mide los costos de generación térmica en una etapa inicial, se calcula directamente como el costo térmico para complementar la generación hidroeléctrica disponible en esta etapa. La Función de Costo Futuro (FCF) está asociada a los costos que deberá cubrir el sistema desde el final de la etapa inicial hasta la etapa final del horizonte de estudio, esta función se calcula a través de simulaciones operativas para diferentes niveles de almacenamiento inicial y condicione hidrológicas futuras.

El uso óptimo del agua se obtiene en el punto que minimiza la suma de la FCI y FCF, el cual corresponde a la derivada de la función de costo total (FCI+FCF) respecto al nivel del almacenamiento, esta derivada proporciona un valor marginal del agua almacenada, un valor estratégico que se le asigna a este recurso de manera que pueda usarse en el momento óptimo.

3.4.3.2. Valor del agua y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica

En los problemas de programación matemática aplicados a la asignación de recursos a las actividades de un sistema, las restricciones normalmente limitan la cantidad de recurso disponible para cada actividad, cuando se tienen estas restricciones se utilizan modelos de solución que incluyen una estimación inicial de la cantidad de recurso que puede ser asignado. La información de la contribución económica de los recursos a la función objetivo que proporcionan los modelos de solución se conoce como precio sombra o precio dual, el cual nos indica cuanto mejora la función objetivo al incrementar en una unidad el valor de la restricción, es decir, el precio sombra del recurso brinda el costo marginal de éste. El precio sombra permite asignar un valor a un bien o servicio que no tiene un precio real de mercado.

En la descripción de los costos variables asociados a las centrales hidroeléctricas se indicó que el costo de operación es únicamente el costo de operación y mantenimiento, debido al valor nulo del agua, sin embargo, el agua tiene un costo de oportunidad asociado debido a que la generación de estas centrales representa ahorros en el costo de operación del sistema cuando sustituye generación térmica. El valor de agua representa el costo marginal en el punto óptimo de operación y debe interpretarse como el precio asociado al uso de la cantidad de volumen de agua.

El valor del agua se expresa en unidades de volumen por su costo asociado, normalmente en US\$/Hm³. Con el valor de agua es posible obtener un costo de oportunidad asociado de la generación de las centrales hidroeléctricas debido al volumen de agua turbinado, el cual se expresa en US\$/MWh.

3.5. Modelo Nuevo Corto Plazo NCP

El software Nuevo Corto Plazo utilizado para las simulaciones y optimización en el presente estudio, incorpora un modelo de optimización que determina la operación óptima de las plantas dentro de un sistema eléctrico, considerando la topología de la red de transmisión y la demanda que debe abastecerse. Permite hacer eficiente el uso del recurso disponible mediante la minimización del costo de la producción de la energía, considerando restricciones económicas y operativas como reservas rodantes, restricciones de transporte, tiempos de operación y control de niveles de embalses.

El modelo de optimización es determinístico por lo que requiere como insumos de entrada las previsiones de demanda, disponibilidad de las centrales, escenario hidrológico previsto (caudales y niveles de embalses), previsión de generación renovable, costos variables de las centrales, previsiones de RRO a cubrir y costos de déficit para el horizonte del estudio de optimización.

En el estudio se hace uso del modelo minimizando los costos de del despacho del SNI, por este motivo la formulación matemática descrita a continuación se basa en la minimización del costo de producción considerando costos fijos y costos variables.

3.5.1. Función Objetivo

La función objetivo utilizada por el modelo es la función de costo total de operación F_{CT} representada por:

$$\text{Minimizar } F_{CT} = C_{OT} + C_{AT} + C_{DE} + C_{RS} + FCF \quad (3.38)$$

Donde:

- C_{OT} Costo operativo variable térmico
- C_{AT} Costo de arranque térmico
- C_{DE} Costo de déficit energético
- C_{RS} Costo de compra-venta de reserva secundaria
- FCF Función de costo futuro

En la ecuación (3.38) se representan simplificados los elementos de la función objetivo. En realidad cada elemento es función de costos, tiempo, número de unidades o centrales generadoras y número de etapas en las que se calcula. La composición de cada elemento se detalla a continuación:

- Costo operativo térmico: es la sumatoria del producto entre el costo variable $cv_g(i, t, k)$ en US\$/ MWh y la potencia generada $P_g(i, t, k)$ en MW, ambos de la unidad o central i en la etapa t del segmento k de la curva de eficiencia de producción:

$$C_{OT} = \sum_i^I \sum_t^T \sum_k^K cv_g(i, t, k) P_g(i, t, k) \quad (3.39)$$

- Costo de arranque térmico: se obtiene con la sumatoria del producto entre el costos de arranque $C_A(i, t)$ en US\$ y la variable de arranque $a(i, t)$ de cada unidad i en la etapa t . La variable de arranque es 1 si la unidad entra en operación y 0 si continua en línea desde una etapa anterior o sigue en condición apagada.

$$C_{AT} = \sum_i^I \sum_{t=1}^T C_A(i, t) a(i, t) \quad (3.40)$$

- Costo de déficit: se obtiene con la sumatoria del producto entre el costo unitario del racionamiento $C_\delta(k)$ del segmento k en US\$/MWh y el racionamiento en cada barra $\delta(n, t, k)$ en MW. Cada segmento k representa un porcentaje de la demanda del sistema:

$$C_{DE} = \sum_{n=1}^N \sum_{t=1}^T \sum_{k=1}^K C_\delta(k) \delta(n, t, k) \quad (3.41)$$

- Compra y venta de reserva secundaria: se obtiene con la sumatoria del producto entre el precio de la reserva secundaria $\pi_{rrro}(i, t)$ en US\$/MWh de cada central por la reserva en cada etapa $P_{grrro}(i, t)$ en MW, donde la sumatoria de la reserva individual en cada etapa t debe ser igual a los requerimientos de reserva del sistema cumpliendo la restricción (3.16) :

$$C_{RS} = \sum_{i \in A} \sum_{t=T_1}^{T_2} \pi_{rrro}(i, t) P_{grrro}(i, t) \quad (3.42)$$

- Función de Costo Futuro: es la función que relaciona el valor del costo de producción en el futuro con el volumen de agua embalsado, se representa por un escalar α . Esta función aplica segmentos lineales de

costo al volumen de agua almacenado $V(i, t)$ en el embalse i para cada etapa t :

$$\alpha \geq Z_p + \sum_{i=1}^I \pi_p(i) V(i, t) \quad (3.44)$$

3.5.2. Representación del tipo de centrales

El modelo NCP tiene la opción para incluir o excluir a las centrales en la participación en el procedimiento de *Unit Commitment* que incorpora. Las centrales consideradas en el *Unit Commitment* se consideran en la optimización y en la programación de arranques y paradas, respetando las condiciones de número de horas de encendido y apagado, rampas de toma de carga, número de arranques y costos de arranque y parada. Las centrales que no son incluidas en *Unit Commitment* no participan en la programación de arranque y parada pero participan en la optimización, con la restricción de operar por lo menos a su potencia mínima durante todas las etapas del horizonte de estudio.

3.5.3. Modelo de la red de transmisión

El NCP puede resolver el problema de optimización de la generación utilizando un modelo que incluye el análisis de las pérdidas en la red de transmisión o un modelo de red sin pérdidas en los cuales se pueden considerar restricciones de transmisión, además puede resolver con un modelo sin red, equivalente a un sistema de nodo único.

En el estudio se utiliza el modelo sin red, con el cual las restricciones de generación impuestas por la red de transmisión deben representarse

directamente como restricciones de generación y las pérdidas pueden ser tratadas utilizando factores de pérdidas nodales.

3.6. Metodología del despacho utilizada en el estudio

Es importante señalar que el presente trabajo no constituye un estudio de predicción por lo que no se centran esfuerzos en la predicción de escenarios de simulación y lo que se busca es establecer escenarios factibles de acuerdo al comportamiento histórico de los diferentes factores involucrados en el despacho de generación y con base en estos escenarios hacer un análisis que sea indicativo de los efectos de la generación eólica sobre las variables en estudio, de acuerdo a condiciones predefinidas de demanda, reservas operativas, escenario hidrológico y disponibilidad de generación. Para realizar el despacho de generación en el presente estudio se utilizó la siguiente metodología:

- a) Definición de los escenarios de estudio.
- b) Estimación de la demanda horaria durante los meses a simular utilizando series históricas temporales.
- c) Consideración de la disponibilidad de las centrales según los escenarios planteados, sin considerar restricciones por existencia de combustible en las centrales térmicas.
- d) Estimación de los precios de combustible y establecimiento de los costos variables de la energía de todas las centrales.
- e) Obtención de costos variables afectados por FPN, utilizando FPN históricos de los meses en simulación.
- f) Establecimiento de escenarios hidrológicos para los meses en estudio.
- g) Estimación de los intercambios regionales con el uso de series históricas temporales de los meses en simulación.

- h) Establecimiento de ofertas de RRO según la disponibilidad de centrales habilitadas para este servicio en el SNI.
- i) Modelo de simulación sin red de transmisión, estableciendo el *Unit Commitment* de las centrales térmicas e hidroeléctricas, así como la asignación de energía para todas las centrales y RRO para las centrales seleccionadas.
- j) Centrales eólicas modeladas como centrales con fuente renovable.
- k) Análisis de los resultados de costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica, costo marginal de la demanda, despacho hidrotérmico, despacho de reservas y costo operativo así como su evolución al incorporar el despacho de las centrales eólicas.

4. SIMULACIÓN Y ANÁLISIS DEL DESPACHO DE GENERACIÓN PARA ESCENARIOS EN ÉPOCA SECA Y LLUVIOSA

En el presente capítulo se muestran los detalles de los escenarios simulados y el análisis de resultados obtenidos por medio del software NCP, para la optimización del despacho del parque generador del SNI.

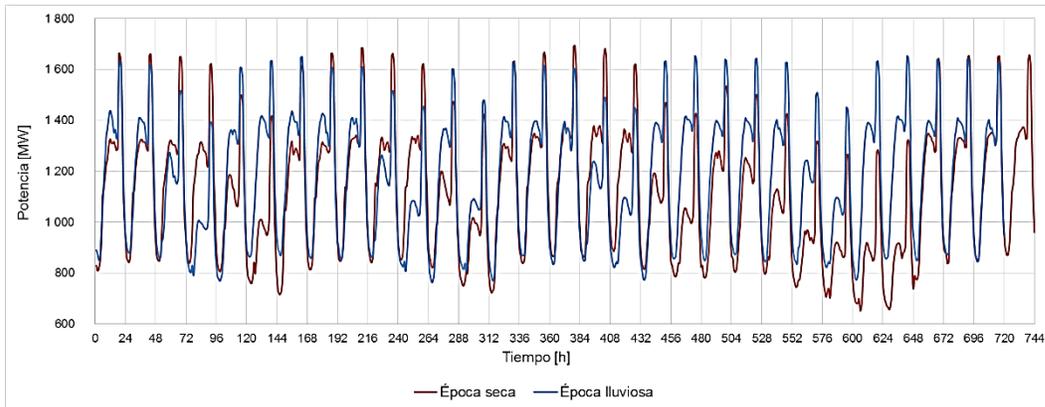
4.1. Escenarios de simulación en época seca y época lluviosa

Para las simulaciones del despacho se consideraron escenarios típicos de operación en los meses de marzo y septiembre de 2016. El mes de marzo fue considerado por ser una época en la cual se tiene alta disponibilidad del recurso eólico a la vez que se tiene establecida la época seca. El mes de septiembre fue considerado porque en esta época se presenta una reducción de la disponibilidad del recurso eólico a la vez que la época lluviosa se encuentra establecida. El establecimiento de estos escenarios permitió evaluar el comportamiento del despacho de generación considerando las características de disponibilidad de los recursos del parque generador del SNI.

4.1.1. Demanda nacional, intercambio regional y Reserva Rodante Operativa

Para establecer los escenarios de demanda se utilizaron registros históricos considerando un crecimiento de la demanda de 3,2 % por ser el promedio de crecimiento de los últimos 5 años. La figura 16 muestra la demanda nacional para época seca y época lluviosa utilizada en el estudio.

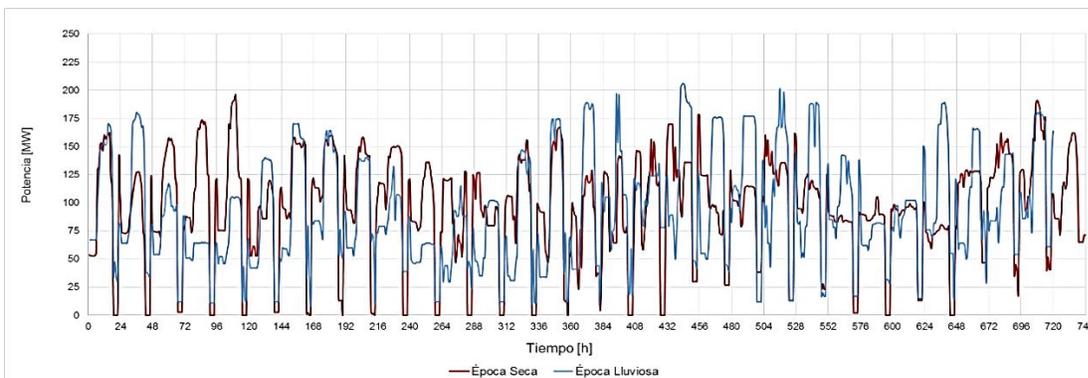
Figura 16. **Demanda nacional para época seca y época lluviosa**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Para establecer los intercambios regionales se utilizaron registros históricos de los meses en estudio para los años de operación bajo el RMER. La figura 17 muestra las exportaciones para época seca y época lluviosa, donde se considera un intercambio único para las tres interconexiones con el SER.

Figura 17. **Intercambios con el Sistema Eléctrico Regional para época seca y época lluviosa**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

En la siguiente tabla se muestran el resumen de los componentes de la demanda de energía para los escenarios simulados.

Tabla IV. **Composición de la demanda para época seca y lluviosa**

Escenario	Componente	Energía (MWh)
Época seca	Demanda Nacional	832 282
	Exportaciones SER	70 967
	Demanda total	903 249
Época lluviosa	Demanda Nacional	848 572
	Exportaciones SER	66 751
	Demanda total	915 322

Fuente: elaboración propia.

4.1.2. Costos variables, Factores de Pérdidas Nodales y Maquinas de Falla

Debido a que la relación entre el costo de combustible y el costo variable de las centrales térmicas es lineal, es posible obtener una estimación de los costos variables en función de la tendencia de variación de los costos de combustible. Para estimar los costos variables se usaron los precios proyectados que brinda la U.S. Energy Information Administration (EIA) en la sección Short-Therm Energy Outlook mostrados en la siguiente tabla:

Tabla V. **Precios proyectados de combustible**

		Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Diésel (US\$/Barril)	2015	67,87	78,16	76,23	75,81	82,87	79,00	70,57	57,58	65,50	67,41	68,40	68,50
	2016	69,99	71,89	73,85	74,78	76,10	77,34	77,43	79,13	81,10	80,56	78,76	77,21
Bunker (US\$/Barril)	2015	53,09	57,79	61,53	63,67	64,81	65,06	57,60	51,51	48,01	46,70	48,37	49,41
	2016	49,21	50,85	50,60	50,98	53,45	56,46	56,73	58,02	57,34	55,83	56,14	56,02
Carbón (US\$/MBtu)	2015	2,28	2,26	2,25	2,25	2,26	2,25	2,30	2,28	2,26	2,29	2,24	2,27
	2016	2,25	2,27	2,26	2,27	2,29	2,30	2,30	2,30	2,27	2,28	2,24	2,25
Carbón (US\$/Barril)	2015	72,83	72,19	71,87	71,87	72,19	71,87	73,48	72,85	72,31	73,05	71,58	72,40
	2016	71,88	72,44	72,30	72,51	73,17	73,37	73,40	73,52	72,65	72,87	71,40	71,86

Fuente: elaboración propia, con información de EIA.

Utilizando como referencia los costos variables presentados en 2015 y la tendencia de variación de precios de combustibles se estimaron los costos variables utilizados en el estudio para las centrales que utilizan diésel, bunker y carbón. Para las centrales equivalentes a centrales con fuentes primarias renovables como las centrales hidroeléctricas, geotérmicas, solares, eólicas y las centrales que utilizan bagazo de caña como combustible, se utilizaron los costos variables presentados en 2015.

Los FPN están caracterizados por la estacionalidad para la cobertura de la demanda, manteniendo una tendencia debido a la distribución de la generación en determinadas áreas del SNI. Para el estudio se utilizó un FPN promedio mensual para cada central para obtener los costos en el nodo de referencia del sistema.

Las Máquinas de Falla fueron modeladas con las potencias y costos establecidos en la Norma de Coordinación Comercial No 4. Utilizando la tarifa para el trimestre agosto-octubre 2015 con un valor de 1,1527 Q/kWh y una tasa de cambio igual a 7,65 quetzales por dólar estadounidense, se obtuvo un valor del CENS igual a 1 506,80 US\$/MWh y los parámetros para cada máquina de falla que muestra la siguiente tabla:

Tabla VI. **Parámetros de las Máquinas de Falla**

Máquina Falla	Reducción de demanda (%)	Costo operativo (US\$/MWh)
1	$0 < RD \leq 2$	241,09
2	$2 < RD \leq 5$	301,36
3	$5 < RD \leq 10$	361,63
4	$RD > 10$	1 506,80

Fuente: elaboración propia.

4.1.3. Oferta de generación hidrotérmica e interconexiones

Las centrales presentadas en el estudio representan bloques de generación equivalentes a las centrales instaladas en el SNI, nombradas con un identificador de acuerdo a la tecnología de generación, tipo de fuente primaria utilizada y un correlativo de acuerdo a la tecnología. La clave de identificadores utilizados en el estudio se muestra en la siguiente tabla:

Tabla VII. **Clave de identificadores en el estudio**

Tecnología de generación		Combustible o fuente primaria		Correlativo
EOL	Eólica	B	Búnker	Correlativo según tecnología de generación
COG	Ingenio turbina de vapor	BA	Bagazo de caña	
FOT	Solar fotovoltaica	BI	Biogás	
GEO	Geotérmica turbina de vapor	BM	Biomasa	
HID	Hidroeléctrica	C	Carbón	
MCI	Motor de combustion interna	D	Diésel	
TGA	Turbina de gas	E	Viento	
TVA	Turbina de vapor	G	Geotérmica	
		H	Hídrico	
		S	Solar	

Fuente: elaboración propia.

Se consideró un parque generador con disponibilidad de 84 centrales generadoras, algunas formadas por varias unidades. La potencia total considerada, descontado el porcentaje de RRR, fue de 2 816,00 MW compuestos por 917,00 MW de centrales hidroeléctricas y 1 899,00 MW de centrales térmicas donde se incluyeron las centrales fotovoltaicas.

Las tablas VIII y IX muestran el detalle de las centrales consideradas en el estudio, en ellas se puede observar la potencia mínima y potencia máxima de

cada central menos el 3% de RRR, el número de unidades, el FPN promedio mensual y el costo variable de generación en el nodo de referencia del sistema. Las centrales se encuentran ordenadas ascendentemente en función del costo variable. Las centrales hidroeléctricas HID-H1 e HID-H14 representan las centrales con embalse de regulación anual consideradas en el estudio.

Tabla VIII. Parque generador y costos variables para época seca

No.	Central	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Número de Unidades	FPN Promedio Mensual	Costo en Nodo de Referencia (US\$/MWh)	No.	Central	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Numero de Unidades	FPN Promedio Mensual	Costo en Nodo de Referencia (US\$/MWh)
1	COG-BA1	8,00	23,00	1	0,97	0,17	43	HID-H26	1	4	1	1,00	15,96
2	GEO-G1	5,00	18,00	1	0,98	1,02	44	HID-H27	3	8	1	0,98	16,04
3	GEO-G2	0,00	10,00	1	0,98	1,02	45	HID-H28	1	1	1	1,05	16,33
4	COG-BA2	10,00	16,00	1	0,96	3,31	46	HID-H29	1	2	1	1,00	16,35
5	COG-BA3	0,00	19,00	1	0,97	3,42	47	HID-H30	3	16	2	0,98	17,06
6	HID-H1	30,00	250,00	5	0,98	3,48	48	COG-BA12	13	30	1	0,98	18,77
7	COG-BA4	0,00	10,00	1	1,02	4,87	49	HID-H31	2	12	2	1,02	18,83
8	COG-BA5	0,00	11,00	1	1,02	4,87	50	HID-H32	1	23	2	0,97	19,06
9	HID-H2	1,00	2,00	1	0,78	5,48	51	COG-BA13	2	35	1	0,95	19,87
10	HID-H3	1,00	2,00	1	1,08	6,49	52	HID-H33	1	2	1	0,99	21,14
11	COG-BA6	0,00	44,00	1	0,97	6,57	53	COG-BA14	5	39	1	0,93	23,66
12	HID-H4	0,00	16,00	1	0,95	7,25	54	HID-H34	1	2	1	1,01	24,92
13	COG-BA7	15,00	40,00	1	0,98	7,51	55	HID-H35	1	2	1	0,99	25,52
14	HID-H5	1,00	38,00	3	1,05	7,56	56	COG-BA15	10	25	1	0,99	26,56
15	HID-H6	22,00	94,00	2	0,98	7,89	57	COG-BA16	20	36	1	0,83	27,44
16	TVA-B1	0,00	3,00	1	0,98	8,16	58	TVA-C1	60	133	1	0,97	44,33
17	HID-H7	1,00	10,00	1	1,21	8,49	59	TVA-C2	20	56	1	0,95	51,51
18	COG-BA8	30,00	56,00	1	0,97	9,12	60	MCI-B1	1	2	2	1,20	54,68
19	COG-BA9	30,00	56,00	1	0,97	9,21	61	TVA-C3	46	258	2	0,97	54,78
20	HID-H8	1,00	12,00	1	1,03	9,54	62	TVA-C4	20	29	1	0,98	55,74
21	FOT-F1	0,00	50,00	N/A	0,99	9,57	63	TVA-C5	10	17	1	0,99	60,46
22	FOT-F2	0,00	30,00	N/A	0,99	9,57	64	MCI-B1	9	10	1	1,39	68,69
23	HID-H9	20,00	84,00	2	0,98	9,82	65	TVA-C6	18	33	1	0,83	69,37
24	HID-H10	1,00	25,00	1	1,00	9,87	66	TVA-C7	29	74	2	0,98	70,06
25	COG-BA10	7,00	13,00	1	0,99	9,87	67	MCI-B2	9	10	1	1,23	77,81
26	HID-H11	1,00	4,00	1	0,95	10,05	68	MCI-B3	7	119	7	0,97	81,36
27	HID-H12	1,00	2,00	1	1,06	10,23	69	MCI-B4	4	16	2	1,03	81,88
28	HID-H13	2,00	9,00	3	1,00	10,23	70	MCI-B5	2	27	4	1,03	81,88
29	HID-H14	8,00	57,00	3	0,98	10,25	71	MCI-B6	3	17	3	1,03	81,88
30	HID-H15	10,00	46,00	1	0,96	10,34	72	MCI-B7	4	26	3	1,03	82,06
31	HID-H16	15,00	78,00	3	0,98	11,12	73	MCI-B8	9	10	1	1,12	85,25
32	HID-H17	1,00	2,00	2	1,05	11,37	74	MCI-B9	2	60	10	0,97	86,22
33	COG-BA11	3,00	21,00	1	0,93	11,85	75	MCI-B10	5	158	10	0,98	87,50
34	HID-H18	1,00	4,00	1	0,99	12,24	76	MCI-B11	4	65	5	0,98	90,76
35	HID-H19	12,00	63,00	3	1,00	12,43	77	MCI-B12	9	10	1	1,01	94,32
36	HID-H20	1,00	7,00	3	1,02	12,77	78	MCI-B13	3	18	3	0,98	104,51
37	HID-H21	2,00	4,00	1	0,97	13,62	79	COG-BA17	6	12	1	0,91	117,09
38	HID-H22	1,00	9,00	1	0,95	14,70	80	MCI-D1	1	6	5	1,28	152,38
39	HID-H23	3,00	13,00	1	0,96	14,76	81	TGA-D1	25	76	2	0,98	153,81
40	HID-H24	1,00	3,00	1	1,01	15,44	82	COG-B18	8	13	1	0,97	288,55
41	HID-H25	2,00	11,00	1	1,01	15,60	83	TGA-D2	15	37	1	0,98	319,88
42	TVA-BM1	2,00	2,00	1	1,20	15,88	84	TGA-D3	15	20	1	0,97	326,67

Fuente: elaboración propia.

Tabla IX. Parque generador y costos variables para época lluviosa

No.	Central	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Numero de Unidades	FPN Promedio Mensual	Costo en Nodo de Referencia (USD/MWh)	No.	Central	Potencia Mínima (MW)	Potencia Máxima (MW)	Número de Unidades	FPN Promedio Mensual	Costo en Nodo de Referencia (USD/MWh)
1	COG-BA1	8,00	23,00	1	0,98	0,64	43	HID-H34	1	2	1	1,02	25,15
2	GEO-G1	5,00	18,00	1	0,98	1,02	44	HID-H35	1	2	1	0,98	25,36
3	GEO-G2	0,00	10,00	1	0,97	1,03	45	TVA-C1	60	133	1	0,97	40,22
4	HID-H1	30,00	250,00	5	0,95	3,39	46	TVA-C4	20	29	1	0,97	50,86
5	HID-H2	1,00	2,00	1	0,84	5,88	47	COG-C8	30	56	1	0,98	51,50
6	HID-H3	1,00	2,00	1	1,08	6,47	48	COG-C9	30	56	1	0,98	51,96
7	HID-H4	0,00	16,00	1	0,88	6,72	49	TVA-C3	46	258	2	0,98	53,88
8	HID-H5	1,00	38,00	3	1,04	7,47	50	TVA-C2	20	56	1	0,96	55,60
9	HID-H6	22,00	94,00	2	0,98	7,89	51	TVA-C5	10	17	1	0,98	55,93
10	HID-H7	1,00	10,00	1	1,16	8,13	52	COG-C7	15	40	1	0,98	57,18
11	TVA-B1	0,00	3,00	1	0,97	8,25	53	MCI-B1	1	2	2	1,12	58,20
12	HID-H11	1,00	4,00	1	0,88	9,32	54	TVA-C6	18	33	1	0,91	59,68
13	HID-H9	20,00	84,00	2	0,95	9,56	55	TVA-C7	29	74	2	0,98	60,04
14	FOT-F1	0,00	50,00	N/A	0,98	9,64	56	COG-C12	13	30	1	0,98	64,54
15	FOT-F2	0,00	30,00	N/A	0,98	9,64	57	MCI-B1	9	10	1	1,56	67,59
16	HID-H10	1,00	25,00	1	0,98	9,66	58	MCI-B2	9	10	1	1,39	75,78
17	HID-H8	1,00	12,00	1	1,05	9,75	59	MCI-B8	9	10	1	1,23	85,78
18	COG-BA10	7,00	13,00	1	0,98	9,89	60	MCI-B3	7	119	7	0,96	91,79
19	HID-H13	2,00	9,00	3	0,97	9,93	61	MCI-B12	9	10	1	1,14	92,70
20	HID-H15	10,00	46,00	1	0,95	10,14	62	MCI-B4	4	16	2	1,00	93,47
21	HID-H12	1,00	2,00	1	1,06	10,21	63	MCI-B5	2	27	4	1,00	93,47
22	HID-H14	8,00	57,00	3	0,98	10,26	64	MCI-B6	3	17	3	1,00	93,47
23	COG-BA11	3,00	21,00	1	1,01	10,96	65	MCI-B7	4	26	3	1,00	93,64
24	HID-H17	1,00	2,00	2	1,02	10,99	66	MCI-B9	2	60	10	0,96	97,13
25	HID-H16	15,00	78,00	3	0,98	11,08	67	MCI-B10	5	158	10	0,97	97,98
26	HID-H19	12,00	63,00	3	0,97	12,05	68	MCI-B11	4	65	5	0,98	100,36
27	HID-H18	1,00	4,00	1	0,99	12,25	69	MCI-B13	3	18	3	0,98	114,40
28	HID-H20	1,00	7,00	3	1,02	12,74	70	COG-BA17	6	12	1	0,98	122,74
29	HID-H21	2,00	4,00	1	0,95	13,45	71	COG-B4	0	10	1	1,01	131,02
30	HID-H22	1,00	9,00	1	0,88	13,64	72	COG-BA5	0	11	1	1,01	157,38
31	HID-H23	3,00	13,00	1	0,94	14,41	73	MCI-D1	1	6	5	1,26	165,80
32	HID-H24	1,00	3,00	1	1,00	15,35	74	TGA-D1	25	76	2	0,98	166,64
33	HID-H26	1,00	4,00	1	0,97	15,47	75	COG-C3	0	19	1	0,98	189,34
34	HID-H25	2,00	11,00	1	1,00	15,51	76	COG-B13	2	35	1	0,96	262,81
35	HID-H27	3,00	8,00	1	0,98	15,98	77	COG-B15	10	25	1	1,00	263,64
36	HID-H28	1,00	1,00	1	1,03	16,08	78	COG-B14	5	39	1	1,01	268,58
37	HID-H30	3,00	16,00	2	0,94	16,34	79	COG-B6	0	44	1	0,98	279,20
38	HID-H29	1,00	2,00	1	1,00	16,45	80	COG-B2	10	16	1	0,97	281,38
39	TVA-BM1	2,00	2,00	1	1,12	16,90	81	COG-B18	8	13	1	0,98	287,56
40	HID-H31	2,00	12,00	2	0,98	18,15	82	COG-B16	20	36	1	0,90	298,66
41	HID-H32	1,00	23,00	2	0,97	19,02	83	TGA-D2	15	37	1	0,98	319,26
42	HID-H33	1,00	2,00	1	0,98	21,01	84	TGA-D3	15	20	1	0,98	324,60

Fuente: elaboración propia.

Además de la generación disponible para el despacho para cobertura de la demanda, debe considerarse la disponibilidad de centrales para la cobertura de los requerimientos de RRO.

En el estudio se consideraron bloques de ofertas representativos de las ofertas más repetitivas en el MM. Considerando que el despacho de RRO es por unidades generadoras y no por central, se asignaron unidades asociadas a cada central con oferta para RRO. La tabla siguiente muestra las ofertas de RRO consideradas en el estudio.

Tabla X. **Oferta de Reserva Rodante Operativa para época seca y época lluviosa**

Época seca				Época lluviosa			
Central	Unidad	Potencia Máxima de la Oferta (MW)	Precio de Oferta (US\$/MW)	Central	Unidad	Potencia Máxima de la Oferta (MW)	Precio de Oferta (US\$/MW)
MCI-B3	U6	5,00	55,00	MCI-B10	U1	5,00	70,00
MCI-B3	U4	5,00	60,00	MCI-B10	U2	5,00	70,00
MCI-B3	U7	5,00	60,00	MCI-B10	U4	5,00	70,00
MCI-B10	U1	5,00	70,00	MCI-B3	U4	5,00	70,00
MCI-B10	U2	5,00	70,00	HID-H5	U1	5,00	75,00
MCI-B10	U5	5,00	70,00	MCI-B3	U2	5,00	75,00
HID-H5	U1	5,00	70,00	MCI-B3	U6	5,00	75,00
HID-H5	U2	5,00	80,00	HID-H5	U2	5,00	80,00
HID-H15	U1	6,00	90,00	HID-H15	U1	6,00	90,00
HID-H1	U1	11,00	95,00	HID-H9	U2	10,00	90,00
MCI-B10	U4	5,00	105,00	HID-H1	U1	11,00	95,00
HID-H14	U1	5,00	105,00	HID-H9	U1	10,00	95,00
HID-H14	U2	5,00	105,00	HID-H6	U2	11,00	95,00
HID-H9	U2	10,00	105,00	HID-H14	U1	5,00	105,00
MCI-B10	U3	5,00	110,00	HID-H14	U2	5,00	105,00
HID-H6	U1	11,00	110,00	MCI-B10	U3	5,00	110,00
HID-H6	U2	11,00	110,00	HID-H6	U1	11,00	110,00
HID-H9	U1	10,00	115,00	MCI-B10	U5	5,00	115,00
MCI-B3	U1	5,00	150,00	MCI-B3	U1	5,00	150,00
MCI-B3	U2	5,00	150,00	MCI-B3	U3	5,00	150,00
MCI-B3	U3	5,00	150,00	MCI-B3	U6	5,00	150,00
MCI-B3	U6	5,00	150,00	MCI-B3	U7	5,00	150,00

Fuente: elaboración propia.

El intercambio con la interconexión con México tiene asociado un costo por banda horaria, por esto la importación la establece la optimización del despacho que se realiza para esta oferta. Para su inclusión en la optimización, se modeló como una central generadora, con una capacidad de 120 MW, disponibilidad de 07:00 a 21:00 horas y con rampa máxima de toma y reducción de carga de 60 MW por hora.

Los costos en el nodo de referencia utilizados en el estudio para la interconexión Guatemala-México se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XI. **Costos variables interconexión Guatemala - México**

Escenario	Banda horaria	Costo variable (US\$/MWh)
Época seca	Demanda mínima	48,33
	Demanda media	61,31
	Demanda máxima	64,26
Época lluviosa	Demanda mínima	75,10
	Demanda media	75,10
	Demanda máxima	101,67

Fuente: elaboración propia.

4.1.4. Integración de centrales eólicas

La incorporación de las centrales eólicas al proceso de optimización del despacho se realizó mediante el establecimiento de perfiles de generación con detalles horarios agregados a la disponibilidad de generación del SNI.

Las centrales se modelaron por medio del módulo de generación renovable del software de optimización, el cual asigna el perfil de generación a un costo de 0 US\$/MWh. Considerando que los costos variables asociados a las centrales eólicas utilizados en el estudio son de 1,50 US\$/MWh y 2,50 US\$/MWh, la metodología es coherente si toda la matriz de generación inferior a este costo es despachada en la base para la cobertura de la demanda. Para el cálculo del costo operativo es necesario incorporar el costo variable asociado a las centrales eólicas.

4.1.4.1. Metodología para establecimiento de escenarios de generación eólica

Para determinar los perfiles de generación eólica se consideraron parques hipotéticos en ubicaciones con características similares a los proyectos eólicos descritos en el segundo capítulo, pero con disponibilidad de información histórica del comportamiento de los vientos.

Para el establecimiento de los perfiles se utilizó la siguiente metodología:

- a) Determinación de la capacidad de generación eólica instalada y separación por centrales.
- b) Definición de ubicaciones y características topográficas, ambientales y climáticas de las centrales eólicas.
- c) Obtención de series temporales y características del viento en cada ubicación de las centrales, correspondientes a los escenarios de simulación.
- d) Extrapolación de los datos de viento, para las características de cada una de las centrales: densidad del aire, temperatura y velocidad del viento a la altura del buje.
- e) Determinación de las características de los aerogeneradores de cada central y modelo comercial, para obtener curvas de potencia y características operativas.
- f) Validación de clase y categoría de aerogenerador para los valores estimados de velocidad promedio anual, máximas velocidades e intensidad de turbulencia.
- g) Selección de curva de potencia para las densidades de aire promedio de los sitios de ubicación de las centrales.

- h) Uso del método semiestático para la estimación de los perfiles de potencia en períodos de 10 minutos.
- i) Obtención de la potencia total de cada central.
- j) Obtención de un promedio horario de potencia generada para cada central.
- k) Revisión y validación de los perfiles.

4.1.4.2. Capacidad eólica instalada y sitios de ubicación

Se utilizó una capacidad eólica total de 180,80 MW distribuida en cuatro centrales, con potencias de 52,80 MW, 21,00 MW, 50,00 MW y 57,00 MW. Se asignó una central eólica a cada sitio de medición del MEM, identificadas como EOL-E1 para El Sitio, EOL-E2 para La Sabana, EOL-E3 para El Durazno y EOL-E4 para Samororo. La siguiente tabla muestra la descripción de las ubicaciones y capacidad instalada de las centrales:

Tabla XII. **Características de la ubicación de las centrales eólicas**

Sitio de medición MEM	El Sitio	La Sabana	El Durazno	Samororo
Ubicación	Finca El Sitio, Aldea Los Llanos, Villa Canales, Guatemala	Finca la Sabana, Santa Elena Barillas, Villa Canales, Guatemala	Aldea el Durazno, Jutiapa, Jutiapa	Aldea Samororo, Mataquescuintla, Jalapa
Altitud promedio (msnm)	1165	1720	1850	1852
Altura de medición sobre el nivel del suelo (m)	51/40/30	51/40/30	30/20	30/20
Temperatura promedio (°C)	20,787	16,967	16,478	16,222
Densidad promedio (kg/m3)	1,037	0,983	0,969	1,011
Central asociada en el estudio	EOL-E1	EOL-E2	EOL-E3	EOL-E4

Fuente: elaboración propia

La información de altitud de los sitios corresponden a la altitud en la cual se ubica la torre de medición del MEM de la cual se obtuvieron los datos del viento, la temperatura utilizada es el promedio de las mediciones para los meses de estudio, la densidad fue calculada con la mediciones promedio de

cada sitio, la altura sobre el nivel del suelo corresponde a la altura de los anemómetros de las torres de medición. Para El Sitio y La Sabana se utilizaron las mediciones para alturas de 30 m, 40 m y 51 m, para El Durazno y Samororo mediciones para alturas de 20m y 30m.

4.1.4.3. Selección de aerogeneradores

Para la selección de aerogeneradores y determinación de los perfiles de generación se utilizaron los perfiles de viento más alto registrado para cada sitio de medición para los meses en estudio. Se debe mencionar que un aspecto desfavorable para el presente estudio es no contar con sitios de medición cercanos a las ubicaciones de los futuros proyectos eólicos y no tener suficiente cantidad de datos para realizar un análisis detallado del recurso.

Se utilizaron modelos comerciales de aerogeneradores para poder utilizar curvas de potencia reales y realizar una mejor estimación de los perfiles. La altura al buje de los aerogeneradores utilizada fue de 94 m por ser una de las alturas estándar para los modelos *Vestas* utilizados en el estudio, con esta altura se realizó la extrapolación de los datos del viento y se hizo una validación de los modelos seleccionados con base en las características de velocidad y turbulencia del viento de los sitios de ubicación.

Se utilizó el perfil logarítmico del viento para realizar los ajustes de la velocidad del viento a la altura del buje de los aerogeneradores, utilizando valor de longitud de rugosidad de 0,1m para época seca y 0,3m para época lluviosa.

La tabla XIII muestra la capacidad instalada por central así como el detalle y características de los aerogeneradores utilizados para cada una de ellas. El

número de aerogeneradores se obtuvo de acuerdo a la potencia del modelo seleccionado y la potencia predefinida para cada central.

Tabla XIII. Características de las centrales eólicas y aerogeneradores

Central				
Identificador en el estudio	EOL-E1	EOL-E2	EOL-E3	EOL-E4
Potencia total central (MW)	52,8	21	50	57
Voltaje de conexión a la red (kV)	230	138	138	138
Numero de aerogeneradores	16	7	16	19
Costo variable en nodo de referencia (US\$/MWh)	1,50	2,40	2,40	2,40
Aerogeneradores				
Modelo	Vestas V112-3,3 MW 50/60 Hz	Vestas V90-3,0 MW 60 Hz	Vestas V112-3,3 MW 50/60 Hz	Vestas V90-3,0 MW 60 Hz
Potencia nominal (kW)	3300	3000	3300	3
Frecuencia (Hz)	50/60	50/60	50/60	50/60
Tipo de generador y convertidor	Asíncrono con rotor de jaula con convertidor completo	Síncrono de imanes permanentes, con convertidor completo	Asíncrono con rotor de jaula con convertidor completo	Síncrono de imanes permanentes, con convertidor completo
Regulación de potencia	Regulación de paso con velocidad variable	Regulación de paso variable, con velocidad variable	Regulación de paso con velocidad variable	Regulación de paso variable, con velocidad variable
Velocidad de viento de conexión (m/s)	3	3	3	3
Velocidad nominal viento (m/s)	12	12	12	12
Velocidad de viento de desconexión (m/s)	25	25	25	25
Velocidad de viento de reconexión (m/s)	23	23	23	23

Fuente: elaboración propia

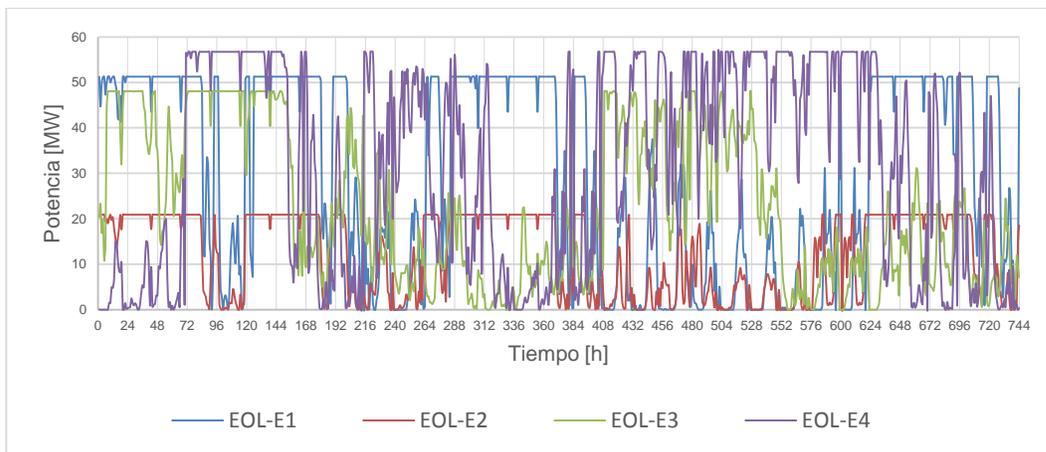
4.1.4.4. Perfiles de generación eólica

Para obtener los perfiles de generación se utilizó un modelo simplificado en el cual se desprecia el efecto estela que se produce entre los aerogeneradores, determinando la producción total del parque por medio de la multiplicación del perfil de generación de cada aerogenerador por el número de aerogeneradores que compone el parque.

Los perfiles se establecieron considerando el porcentaje correspondiente de Reserva Rodante Regulante al haber alcanzado la potencia nominal, por ser esta opción la que se adecua al requerimiento de participación en la regulación primaria en el SNI.

La figura 18 muestra los perfiles de potencia eólica para época seca, en los cuales puede observarse que para muchas etapas la generación eólica permanece constante debido a que la velocidad del viento es mayor a la velocidad nominal del aerogenerador y por ello opera en la zona de operación a plena carga.

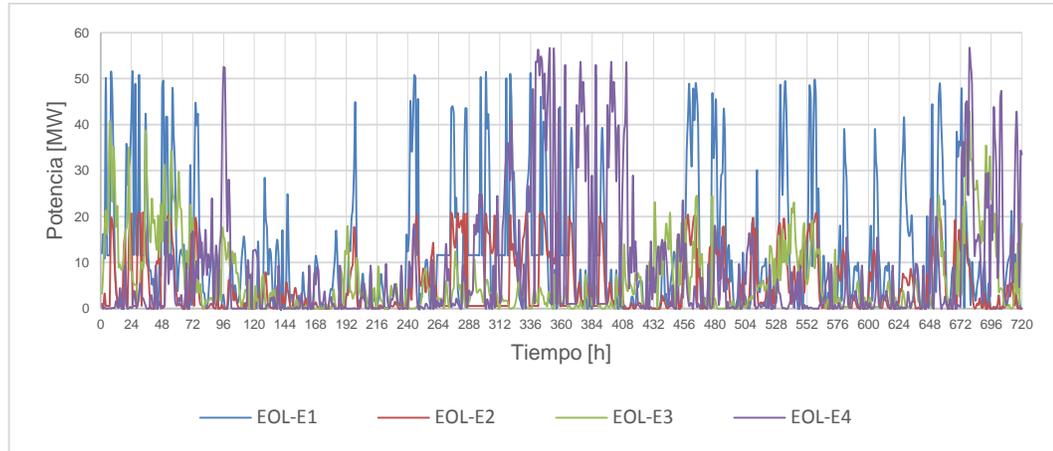
Figura 18. **Perfiles de generación eólica en época seca**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Los perfiles de generación para época lluviosa, como lo muestra la figura 19, presentan una mayor variabilidad que en época seca, debido a que las velocidades del viento no alcanzan permanentemente valores iguales o superiores a la velocidad nominal del aerogenerador. Consecuentemente la operación de los aerogeneradores se tiene en la zona de operación a carga parcial, sensible a pequeños cambios de la velocidad del viento y con producción energética menor.

Figura 19. **Perfiles de generación eólica en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

En las figuras 18 y 19 debe observarse que los perfiles de generación nunca llegan al valor de la potencia instalada para cada central debido al margen para regulación primaria de frecuencia.

Se debe tener en cuenta que los perfiles mostrados son promedios horarios que pueden tener variaciones intrahorarias que resultarían en dificultades para su manejo durante la operación. El análisis de estas últimas variaciones escapa del alcance del presente estudio, ya que estas deben ser analizadas en un estudio de implementación de reservas debido al impacto de la generación eólica.

La energía mensual y factores de planta para las centrales eólicas para época seca y época lluviosa se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XIV. **Energía generada y factores de planta de centrales eólicas**

Escenario	Central Generadora	Energía (MWh)	Factor de Planta
Época seca	EOL-E1	22 027	0,57
	EOL-E2	9 369	0,60
	EOL-E3	16 600	0,45
	EOL-E4	23 447	0,55
Época lluviosa	EOL-E1	8 448	0,29
	EOL-E2	3 739	0,35
	EOL-E3	4 554	0,12
	EOL-E4	5 870	0,18

Fuente: elaboración propia.

4.2. Simulación del despacho de generación

Para determinar el despacho óptimo se utilizaron las siguientes fases de simulación:

- a) Centrales con restricciones de arranque y parada sin *Unit Commitment*: en esta fase se simularon todas las centrales cogeneradoras y centrales térmicas con turbinas de vapor sin participación en el *Unit Commitment*. Esta fase permite reducir el esfuerzo computacional para la solución y definir las centrales que no son económicas para el despacho.
- b) Centrales con forzamiento incluidas en el *Unit Commitment*: las centrales que resultaron no económicas en la fase a) se incorporaron al *Unit Commitment*, tomando como mínimo tiempo de operación 168 horas y mínimo tiempo fuera de línea 96 horas. En esta fase de simulación se obtuvo el despacho óptimo considerando la programación de las centrales con restricciones de arranque y parada.

- c) Para la incorporación del recurso eólico a las simulaciones se utilizó como base el escenario óptimo sin estas centrales, fase b), se incorporaron los perfiles de generación y a continuación se simularon los mismos escenarios de la fase de optimización sin centrales eólicas.

4.2.1. Escenarios en época seca

Para analizar el despacho de generación se consideró el despacho mensual de energía, la coordinación hidrotérmica para la cobertura de potencia y energía, el despacho de Reserva Rodante Operativa, costos marginales y costos de oportunidad para las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, generación forzada y el costo operativo.

4.2.1.1. Despacho de potencia y energía

El despacho óptimo de energía por tecnología para época seca se muestra en la siguiente tabla:

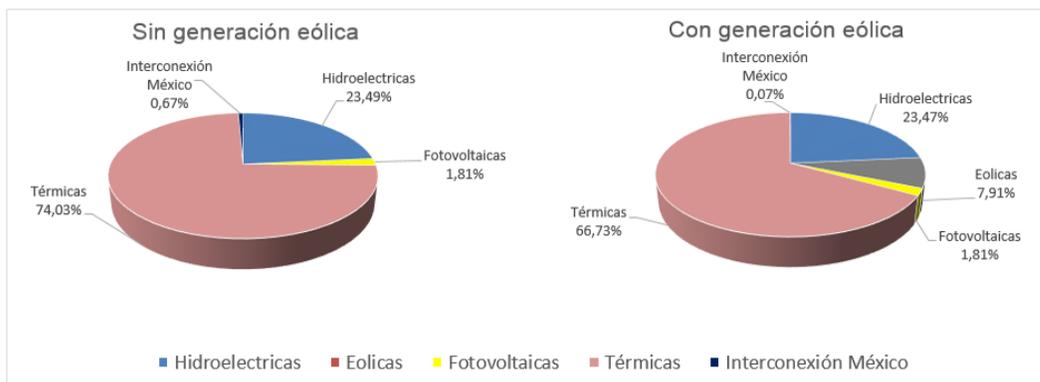
Tabla XV. **Energía mensual por tecnología para época seca**

Tecnología	Energía Mensual (MWh)	
	Sin generación eólica	Con generación eólica
Hidroeléctrica	212 180	212 019
Eólicas	0	71 444
Fotovoltaicas	16 383	16 383
Térmicas	668 630	602 717
Interconexion Mexico	6056	623

Fuente: elaboración propia.

Para época seca sin generación eólica, la cobertura de la demanda está dada por la generación hidroeléctrica con un 23,49 %, la generación fotovoltaica un 1,81 %, la generación térmica un 74,03 % y las importaciones por la interconexión con México un 0,67 %. La cobertura de la demanda de energía al incorporar la generación eólica se da por medio de las centrales hidroeléctricas con un 23,47 %, las centrales eólicas con un 7,91 %, las centrales fotovoltaicas con un 1,81 %, las centrales térmicas con un 66,73 % y la interconexión con México con un 0,07 %. El despacho descrito anteriormente se muestra en la siguiente figura:

Figura 20. **Composición del despacho por tecnología época seca**

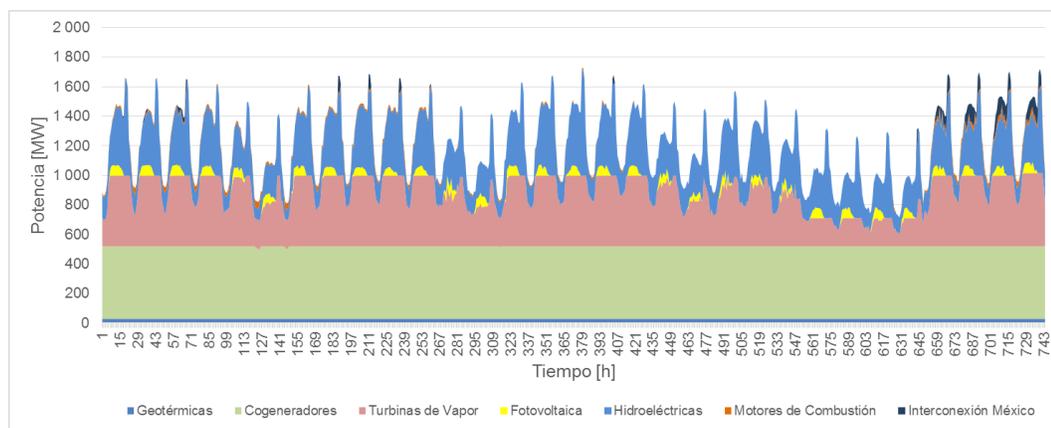


Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Para el escenario sin generación eólica los cogeneradores operan a potencia máxima en la base del despacho, exceptuando los cogeneradores COG-BA17 y COGB-B18. Las turbinas de vapor con combustible carbón TVA-C3, TVA-C4 y TVA-C5 presentan una programación de arranques y paradas, pero a diferencia de los cogeneradores, no operan permanentemente a potencia máxima. Los motores de combustión tienen una pequeña componente para cubrir los requerimientos de RRO por medio de las unidades

MCI-B3 y MCI-B10. La interconexión con México únicamente presenta una pequeña componente para cubrir grandes aumentos de demanda. El comportamiento de cada tecnología de generación descrito anteriormente se muestra en la siguiente figura:

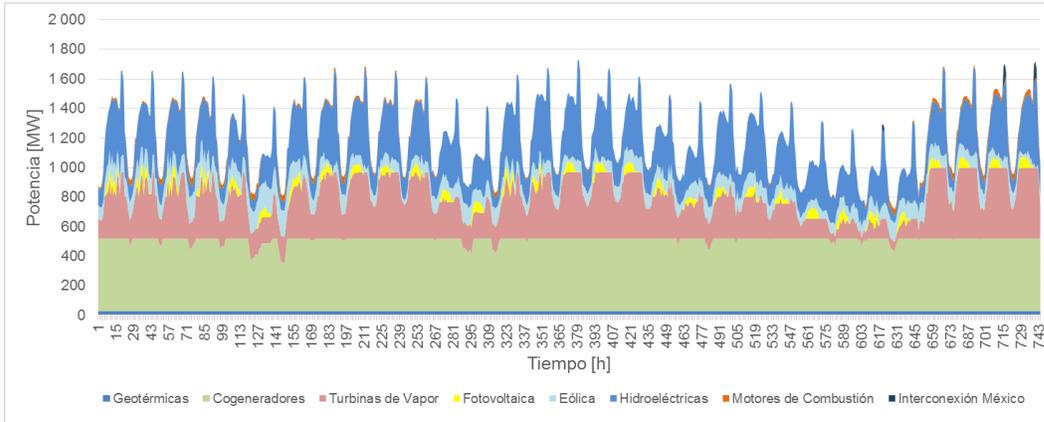
Figura 21. Cobertura de la demanda por tecnología época seca



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Al incorporar la generación eólica se muestra una reducción en los requerimientos de las turbinas de vapor con combustible carbón, teniendo el despacho hasta la central térmica TVA-C4 con una notable reducción de los días de operación respecto al escenario anterior. La programación de las centrales con restricciones de arranque y parada se tienen para las centrales TVA-C2, TVA-C3 y TVA-C4. Nuevamente se tiene una componente de las unidades MCI-B3 y MCI-B10 únicamente por requerimiento de RRO. Las centrales hidroeléctricas no presentan cambios significativos respecto al escenario sin generación eólica. Además, se tiene una reducción de la potencia requerida de la interconexión con México. El comportamiento del despacho descrito anteriormente se puede observar en la siguiente figura:

Figura 22. Cobertura de la demanda por tecnología en época seca con incorporación de generación eólica



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

4.2.1.2. Despacho de Reserva Rodante Operativa

En la tabla XVI se tienen los resultados del despacho de RRO por central generadora para época seca.

Tabla XVI. Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época seca

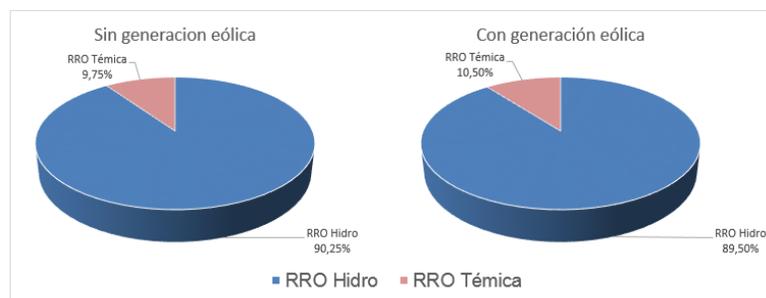
	ASIGNACIÓN MENSUAL DE RRO POR CENTRAL (MWh)							
	Centrales Hidroeléctricas						Centrales Térmicas	
	HID-H1	HID-H5	HID-H6	HID-H9	HID-H14	HID-H15	MCI-B3	MCI-B10
Sin generación eólica	7 447	4 044	1 891	3 732	5 203	2 735	2 610	95
Con generación eólica	6 952	4 017	1 976	3 695	5 498	2 704	2 415	501

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la figura 23, para el escenario sin generación eólica la cobertura es por medio de centrales hidroeléctricas con el 90,25 % y

por las centrales térmicas con un 9,75 %. Para el escenario con incorporación de generación eólica las unidades hidroeléctricas cubren el 89,50 % y las unidades térmicas el 10,50 %.

Figura 23. **Composición del despacho de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca**

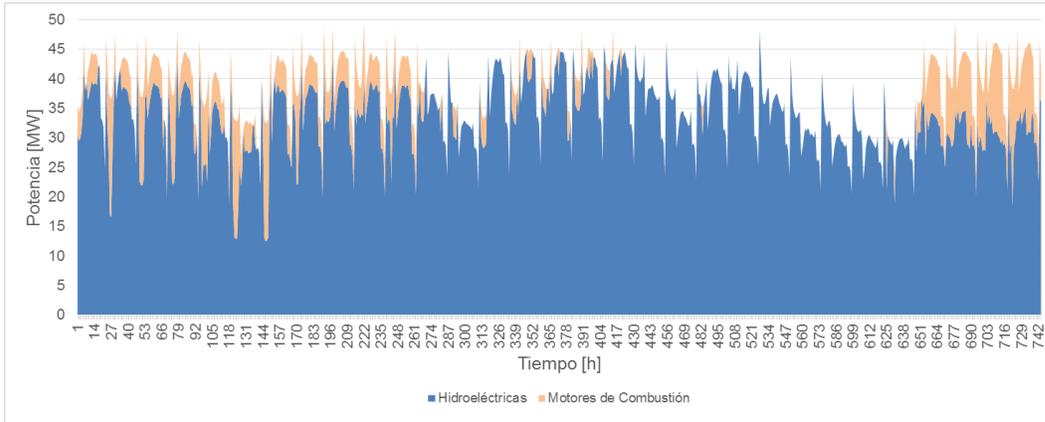


Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Como lo muestran los resultados anteriores, la asignación del despacho de RRO está dada principalmente a las unidades hidroeléctricas aun cuando algunas unidades térmicas presentan precios inferiores, este resultado es debido a que la asignación de RRO no corresponde únicamente al valor de la oferta, siendo la asignación resultado del valor óptimo de la función objetivo, donde también considera la asignación de energía producto de la generación a la cual deben estar operando estas centrales y el uso de la generación hidroeléctrica como reserva o para la cobertura de la demanda.

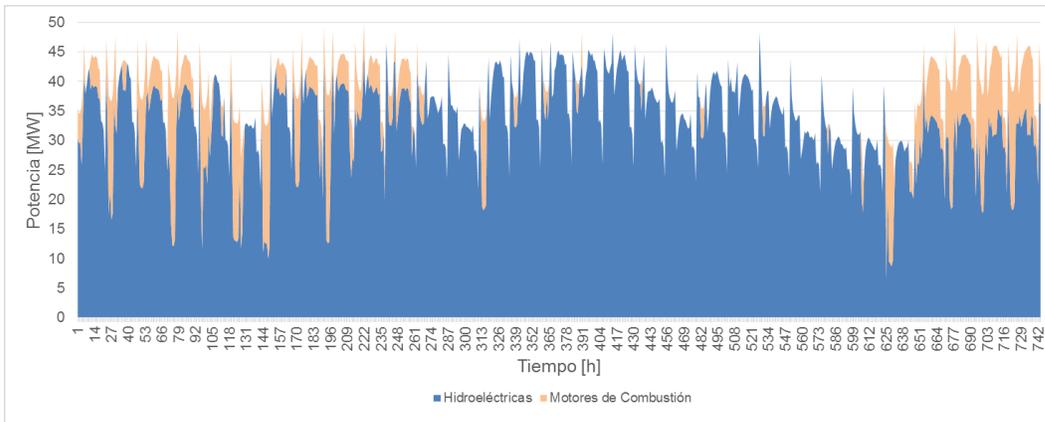
La figuras 24 y 25 muestran la cobertura horaria de la RRO para todas las etapas del horizonte de estudio. Estos resultados muestran que para época seca la incorporación de generación de las centrales eólicas no tiene un impacto significativo en el despacho de RRO.

Figura 24. Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

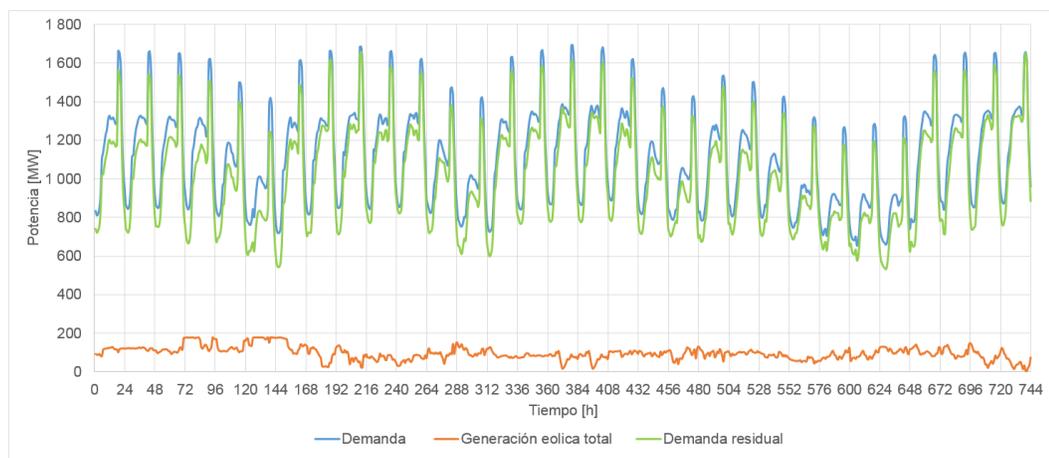
Figura 25. Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época seca con incorporación de generación eólica



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Otro efecto que debe tenerse en cuenta, es como las variaciones de la generación eólica interactúan con la variación característica de la demanda, determinando una demanda residual que debe ser cubierta por el parque generador restante. Esta demanda residual se muestra en la figura 26, donde puede observarse un efecto poco significativo respecto al escenario sin generación eólica, ya que no se presentan variaciones drásticas de la generación eólica entre pocas etapas horarias, por lo cual estas pueden ser cubiertas por la generación térmica en línea y por las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación diaria, sin necesidad de incorporar generación con mayor flexibilidad.

Figura 26. **Generación eólica total y demanda residual en época seca**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

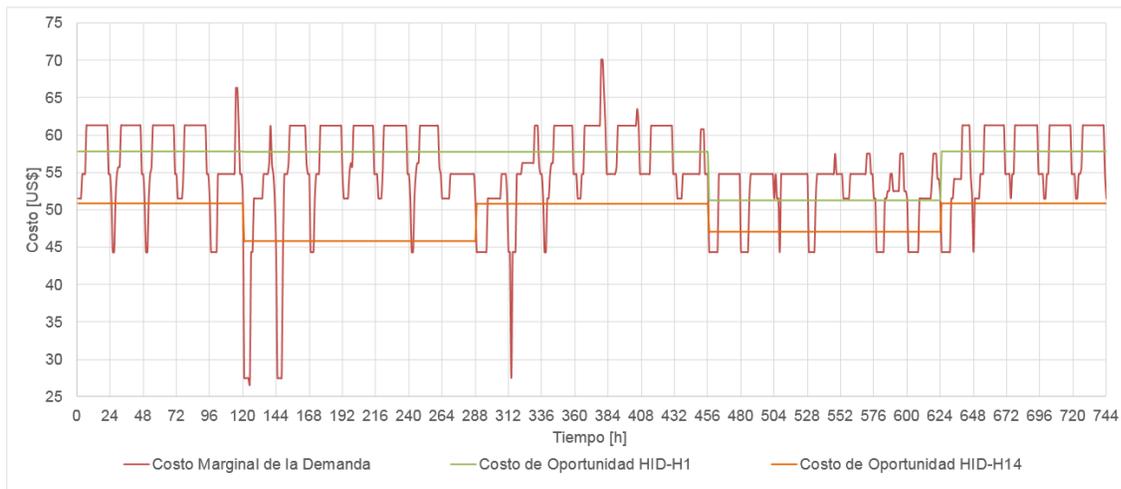
Bajo el escenario de análisis anterior es importante entender que la variabilidad eólica se presenta en etapas menores a las analizadas en el presente estudio, por lo que la reserva rodante que se tiene por medio de las turbinas de vapor no tiene la capacidad de reestablecer rápidamente el balance entre demanda y generación, y debe ser utilizada para el restablecimiento de

los márgenes existentes de reservas operativas, los cuales requieren otro tipo de análisis para verificar su capacidad de respuesta ante la variabilidad eólica.

4.2.1.3. Costos marginales y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica

En la figura 27 se muestra el comportamiento del costo marginal y costo de oportunidad de HID-H1 e HID-H14 para el escenario sin generación eólica.

Figura 27. Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

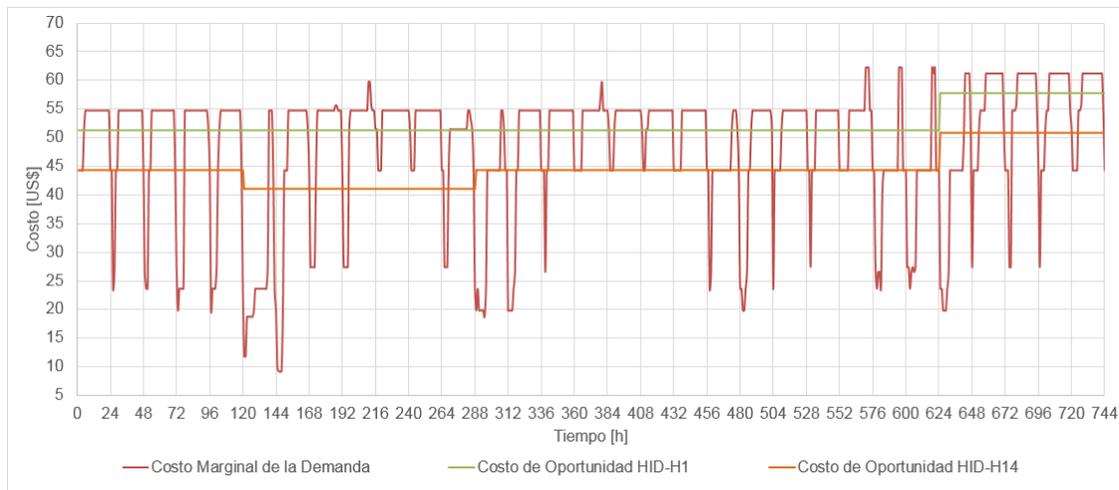
La figura anterior muestra costos marginales para demanda media y demanda máxima de 61,31 US\$/MWh, teniendo aumentos en algunas etapas a valores de 66,31 US\$/MWh y 70,06 US\$/MWh, la central con mayor costo en operación para cobertura de la demanda durante estos períodos es TVA-C4 con un costo de 55,74 US\$/MWh pero opera a su potencia máxima, teniendo como

maquina marginal la interconexión con México. Para demanda mínima y días de baja demanda el costo se reduce a valores entre 55,74 US\$/MWh y 44,33 US\$/MW, para estas etapas aún se encuentra en operación TVA-C4 pero con su potencia mínima, por lo cual no puede establecer el costo marginal y este es establecido por TVA-C1, TVA-C2 o TVA-C3; pueden observarse algunas reducciones hasta valores de 27,44 US\$/MWh que corresponde a COG-BA16, en esta condición todas las turbinas de vapor con combustible carbón se encuentran operando a su potencia mínima.

El costo marginal de la generación hidroeléctrica se tiene para HID-H1 con valores de 57,70 US\$/MWh y 51,22 US\$/MWh, y para HID-H14 con valores de 50,89 US\$/MWh, 45,84 US\$/MWh y 47,09 US\$/MWh como se observa en la figura 27. La interpretación del costo de oportunidad de HID-H1 e HID-H14 puede obtenerse al observar como resulta inferior al costo marginal para etapas de demanda media y demanda máxima, mientras que resulta superior al costo marginal para etapas de demanda mínima, permitiendo optimizar el uso del recurso, ya que como resultado de este costo, la generación hidroeléctrica de las centrales HID-H1 e HID-H14 será utilizada en demanda media y demanda máxima y se limitará su uso en demanda mínima.

En la figura 28 puede observarse el comportamiento de los costos marginales y costos de oportunidad de las hidroeléctricas de regulación anual para época seca con la incorporación de la generación eólica.

Figura 28. Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca incorporando generación eólica



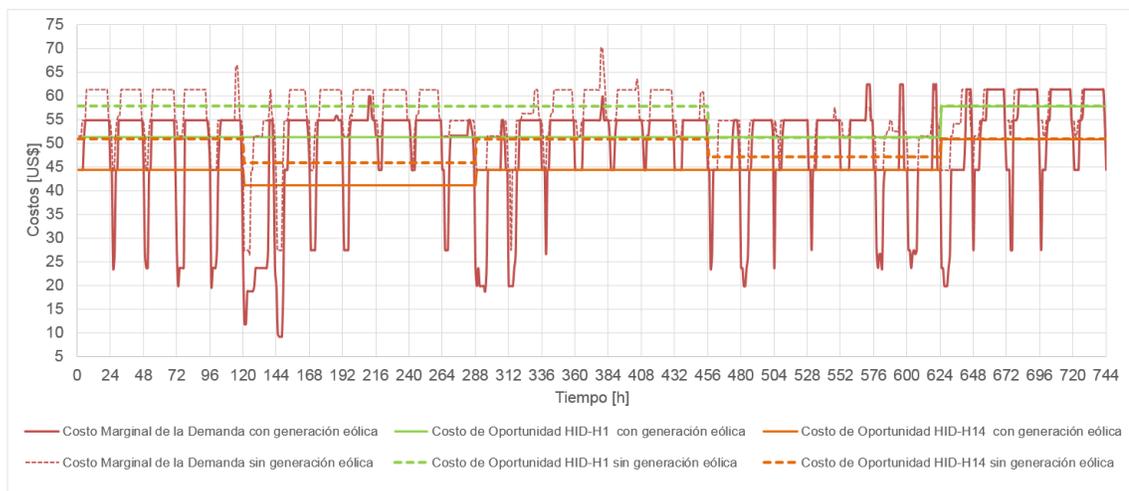
Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Para el escenario con generación eólica, el costo marginal para demanda media y demanda mínima se tiene de 55,74 US\$/MWh que corresponde a TVA-C4, ya que la central TVA-C3 se encuentra operado con su potencia máxima; para demanda mínima se tienen valores entre 44,33 US\$/MWh de la central TVA-C1 y 9,21 US\$/MWh de la central COG-BA6. Deben exceptuarse los últimos 5 días del horizonte de estudio, donde el comportamiento es el mismo que mostró el escenario sin generación eólica.

Como se puede observar en la figura 28, los costos de oportunidad de la generación hidroeléctrica se comportan de la misma manera respecto al escenario sin generación eólica, teniendo para HID-H1 valores de 51,22 US\$/MWh y 57,70 US\$/MWh, y para HID-H14 valores de 44,36 US\$/MWh, 41,09 US\$/MWh y 50,84 US\$/MWh, mostrando una reducción en estos costos.

En la figura 29 se muestra en una gráfica conjunta los costos marginales para los escenarios simulados en época seca, la cual permite observar una reducción para costos marginales y costos de oportunidad de HID-H1 e HID-H14. Efectivamente se muestra que existe una relación entre la disminución de los costos marginales y la generación eólica.

Figura 29. Evolución de costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época seca con incorporación de generación eólica



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

El resumen de costos marginales y costos de oportunidad de HID-H1 e HID-H14 para los escenarios en época seca se muestran en la siguiente tabla:

Tabla XVII. **Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual en época seca**

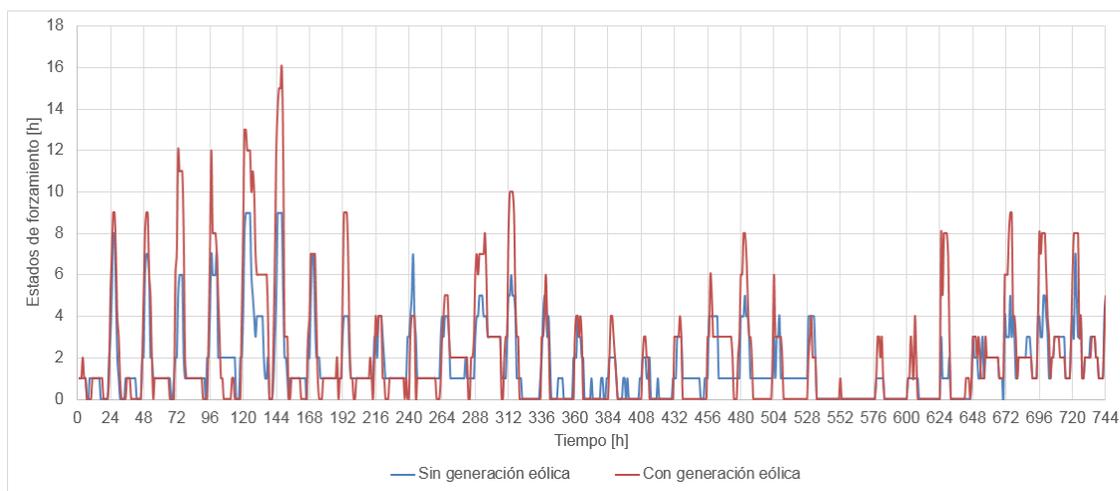
	Sin Generación eólica			Con generación eólica		
	Costo Marginal [US\$]	Costo de oportunidad HID-H1 [US\$]	Costo de oportunidad HID-14 [US\$]	Costo Marginal [US\$]	Costo de oportunidad HID-H1 [US\$]	Costo de oportunidad HID-14 [US\$]
Promedio mensual	55,37	56,20	48,81	48,51	52,30	44,68
Mínimo mensual	26,56	51,22	45,84	9,21	51,22	41,09
Máximo mensual	70,11	57,75	50,89	62,29	57,70	50,84

Fuente: elaboración propia.

4.2.1.4. Generación forzada

En la figura 30 se muestran los estados de forzamiento totales (número de máquinas operando a potencia mínima) para cada etapa del horizonte de estudio.

Figura 30. **Estados de forzamiento horario en época seca**

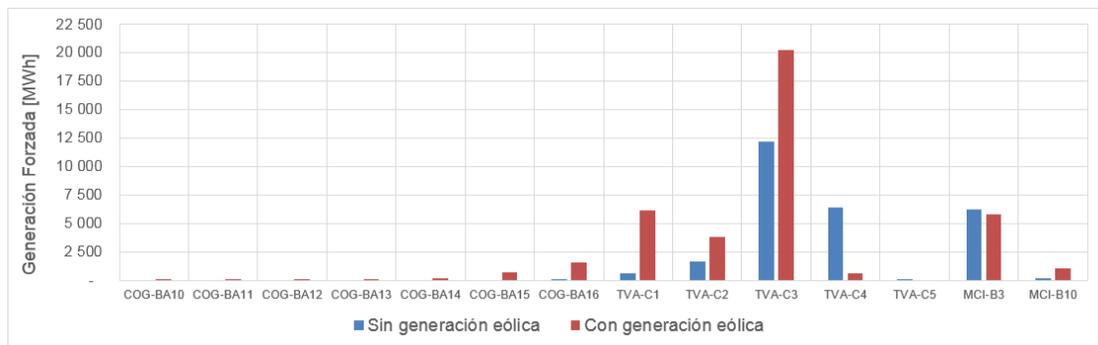


Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

En la figura anterior se puede observar que los estados de forzamiento son máximos para las etapas de demanda mínima, y nulos para las etapas de demanda máxima.

La evolución de la generación forzada debido a la incorporación de generación eólica, puede observarse de manera específica en la figura 31, donde se muestra la energía en estado de forzamiento para cada central.

Figura 31. Evolución del forzamiento con incorporación de generación eólica para época seca



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

En la figura anterior, las centrales MCI-B3 y MCI-B10 deben tener un tratamiento aparte ya que su generación forzada es producto de cobertura de RRO y como se mostró anteriormente, el efecto de la generación eólica en el despacho de RRO es poco significativo. Para las otras centrales, el forzamiento es debido a las restricciones de arranque y parada, para las cuales puede observarse que existe un aumento de centrales con forzamiento y un aumento de estados de forzamiento para aquellas que ya presentaban esta condición, se exceptúa de este comportamiento la central TVA-C4 pero esto es debido a que con la incorporación de generación eólica, esta central reduce su número de

días de operación, manteniendo un aumento proporcional de estados de forzamiento de acuerdo al número de días de operación.

La energía asociada a los estados de forzamiento que muestra la figura 31, aumenta de 27 288 MWh, para el escenario sin generación eólica, a 40 166 MWh, para el escenario con generación eólica, lo que representa un aumento de 47,19 % de generación forzada.

4.2.1.5. Costo operativo

Para el cálculo del costo operativo se consideran los costos de arranque y parada nulos ya que son parte en la integración de costos variables, por lo cual los costos operativos por central son el resultado de la energía producida y el costo unitario de generación. Los costos de la RRO corresponden al producto de la potencia asignada y el precio de esta oferta, el despacho a potencia mínima necesario para poder prestar este servicio y la energía de la oferta de RRO es parte del costo para la cobertura de la demanda. El costo por Reserva Rápida se obtuvo con base en la asignación más frecuente que se hace para este servicio complementario, considerado un requerimiento de 85 MW para todas las etapas y un Precio de Referencia de la Potencia de 8,90 US\$/kW/mes.

Tabla XVIII. Costo operativo para época seca

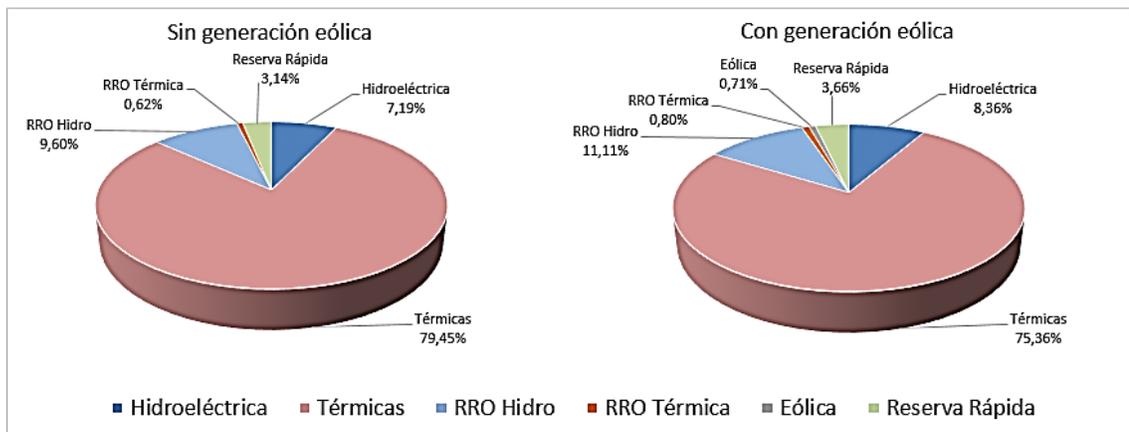
	Costo Generación Hidro (US\$)	Costo Generación Térmica (US\$)	Costo RRO Hidro (US\$)	Costo RRO Térmico (US\$)	Costo Generación Eólica (US\$)	Costo RRa (US\$)	Costo Operativo Mensua (US\$)
Sin generación eólica	1 788 893,62	19 764 085,05	2 387 894,39	153 900,00	0,00	781 716,67	24 867 132,41
Con generación eólica	1 787 602,91	16 106 107,98	2 373 596,24	172 024,00	151 640,89	781 716,67	21 372 688,69
Diferencia	-1 290,71	-3 657 977,07	-14 298,15	18 124,00	151 640,89	0,00	-3 494 443,72

Fuente: elaboración propia.

El detalle y variación de los costos operativos mensuales para los escenarios en época seca, se muestra en la tabla XVIII. Con estos resultados se puede evidenciar una reducción de costo operativo, debido a la generación eólica que sustituye generación térmica de mayor costo, teniendo una reducción del costo operativo mensual de US\$ 3 494 443,72 que representa una reducción del 14,05 % cuando la generación eólica cubre el 7,91 % de la demanda.

La evolución de la composición del costo operativo mensual con la incorporación de la generación eólica, se muestra en la siguiente figura:

Figura 32. **Composición del costo operativo para época seca**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

La variación en la asignación de la RRO que se describió en el apartado de despacho de RRO se evidencia en el costo operativo, donde se tiene un aumento de costo operativo de RRO térmico y una reducción del costo operativo RRO de las centrales hidroeléctricas.

4.2.2. Escenarios en época lluviosa

Para época lluviosa se sigue el mismo procedimiento y se realizan las mismas simulaciones y análisis de las variables que en época seca.

4.2.2.1. Despacho de potencia y energía

Los resultados del despacho óptimo de energía para los escenarios en época lluviosa se presentan en la tabla XIX.

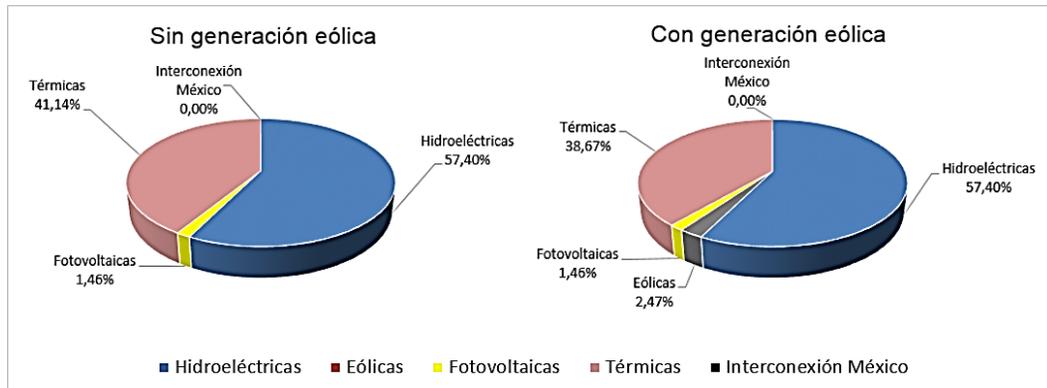
Tabla XIX. **Energía mensual por tecnología para época lluviosa**

Tecnología	Energía Mensual (MWh)	
	Sin generación eólica	Con generación eólica
Hidroeléctrica	525 363	525 404
Eólicas	0	22 611
Fotovoltaicas	13 360	13 360
Térmicas	376 599	353 947
Interconexion Mexico	0	0

Fuente: elaboración propia.

Para época lluviosa la reducción de las centrales térmicas debido a la falta de bagazo es cubierta por las centrales hidroeléctricas y por las mismas centrales que cambian a combustible carbón. Como se observa en la figura 33, para el escenario sin generación eólica, las centrales hidroeléctricas proveen el 57,40 %, las centrales fotovoltaicas el 1,46 % y las centrales térmicas un 41,14 %. Con la incorporación de generación eólica, las centrales hidroeléctricas cubren un 57,40 % de la demanda, la centrales fotovoltaicas un 1,46 %, las centrales eólicas un 2,47 % y las centrales térmicas un 38,67 %.

Figura 33. **Composición del despacho por tecnología época lluviosa**



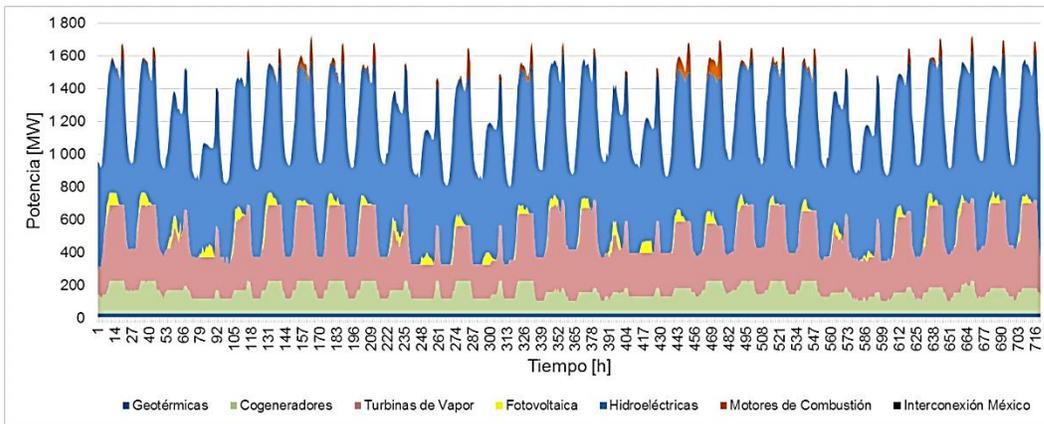
Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Para el escenario en época lluviosa sin generación eólica, las centrales térmicas con costos mayores encendidas por el despacho óptimo son MCI-BI1, MCI-B1, MCI-B2, MCI-B3, MCI-B8, MCI-10 y MCI-B12, a diferencia de época seca donde únicamente se requería de motores para la cobertura de RRO, en poca lluviosa estos motores también son utilizados para la cobertura de la demanda para el período de Demanda Máxima. La programación de arranque de las centrales con restricciones de arranque y parada se tiene para las centrales COG-C2, TVA-C2, TVA-C5 y TVA-C7. El comportamiento del despacho para el escenario sin generación eólica se muestra en la figura 34.

Al incorporar la generación eólica en época lluviosa las centrales térmicas con costos mayores encendidas por despacho óptimo para la cobertura de la demanda son MCI-BI1, MCI-B2, MCI-B3, MCI-B8 y MCI-10, mostrando una reducción en la generación de motores. La programación de arranque de las centrales con restricciones de arranque y parada se tiene para las centrales COG-C2, TVA-C2, TVA-C5 y TVA-C7 donde se observa una reducción en las

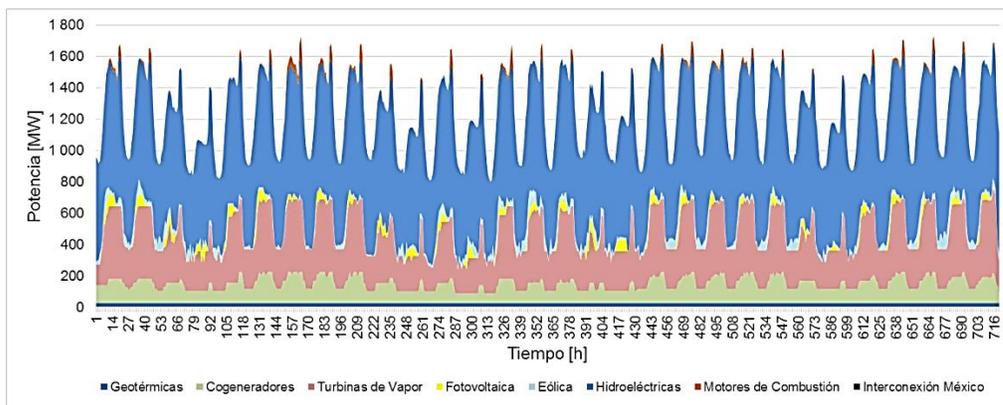
etapas de operación respecto al escenario sin generación eólica. Este comportamiento puede observarse en la figura 35.

Figura 34. Cobertura de la demanda por tecnología época lluviosa



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Figura 35. Cobertura de la demanda por tecnología época lluviosa con incorporación de generación eólica



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Los resultados anteriores muestran nuevamente que la incorporación de la generación eólica provoca que las centrales térmicas con restricciones de arranque y parada generen con mayor variabilidad. Pero debido a la poca disponibilidad de recurso eólico el efecto es menor respecto a época seca.

4.2.2.2. Despacho de Reserva Rodante Operativa

Los resultados del despacho de RRO para época lluviosa se tienen en la tabla XX.

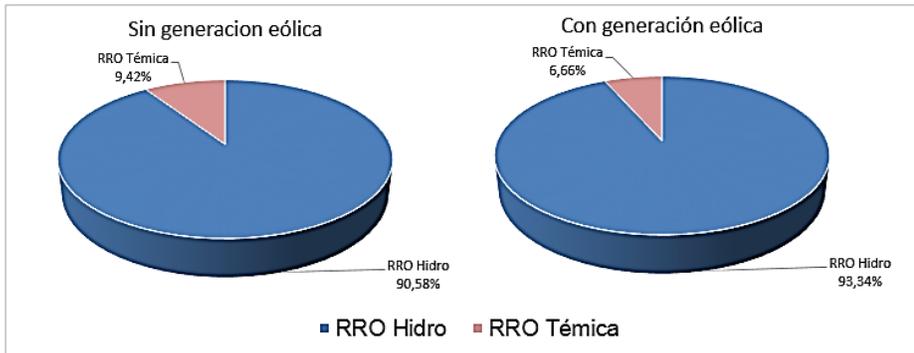
Tabla XX. Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época lluviosa

	ASIGNACIÓN MENSUAL DE RRO POR CENTRAL (MWh)							
	Centrales Hidroeléctricas						Centrales Térmicas	
	HID-H1	HID-H5	HID-H6	HID-H9	HID-H14	HID-H15	MCI-B3	MCI-B10
Sin generación eólica	2 718	4 332	6 055	8 988	19	3 240	1 621	1 015
Con generacion eólica	3 062	4 141	5 858	9 743	8	3 313	1 353	510

Fuente: elaboración propia.

Para el escenario sin generación eólica se tiene por medio de unidades hidroeléctricas con un 90,58 % y por las centrales térmicas con un 9,42 %. Con la incorporación de generación eólica la cobertura por medio de las hidroeléctricas es del 93,34 % y por medio de las térmicas con 6,66 %. Puede observarse que a diferencia de la época seca, el aporte de las centrales térmicas para el cubrimiento de RRO disminuye, esto efecto es comprensible ya que al incorporar generación de bajo costo es posible utilizar la generación hidroeléctrica para cobertura de RRO.

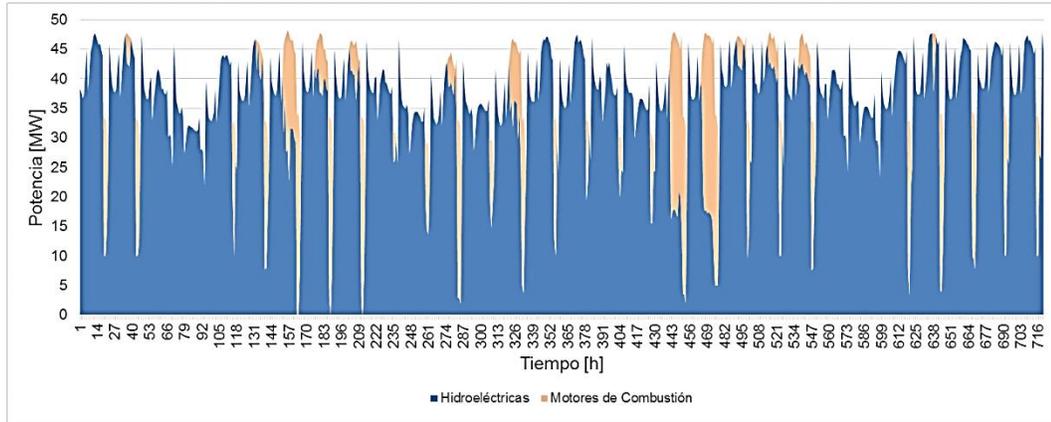
Figura 36. **Composición del despacho de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época lluviosa**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

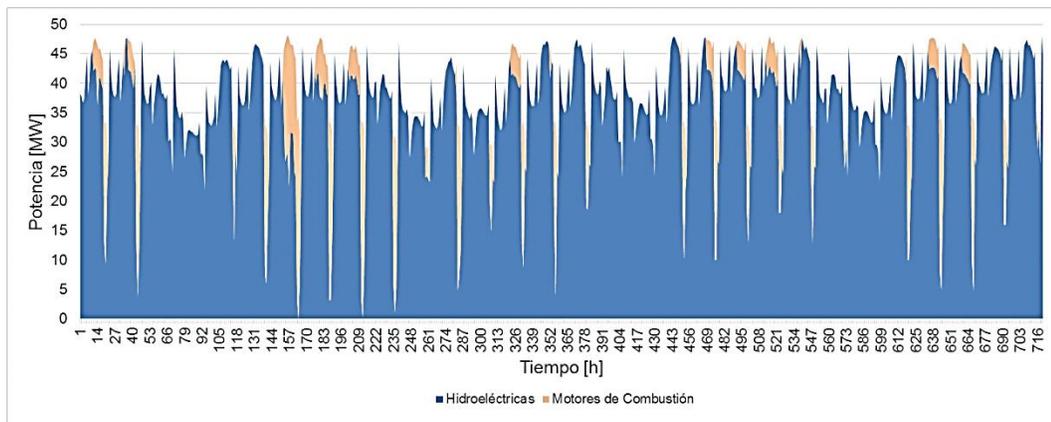
En las figuras 37 y 38 puede observarse que aun con el aumento de la disponibilidad de generación hidroeléctrica y la capacidad de que esta tecnología cubra totalmente los requerimientos de RRO, se tiene una componente de centrales térmicas, nuevamente se evidencia como la asignación de RRO se realiza como resultado de la optimización de la función objetivo. Además, se observa un despacho de RRO similar a la época seca, sin embargo, puede notarse que para algunas etapas el aporte de las centrales térmicas aumenta para demanda media y demanda máxima, etapas en las cuales la disponibilidad hidroeléctrica es utilizada para demanda.

Figura 37. Cobertura de Reserva Rodante Operativa por tecnología en época lluviosa



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Figura 38. Cobertura de Reserva Rodante Operativa en época lluviosa con incorporación de generación eólica

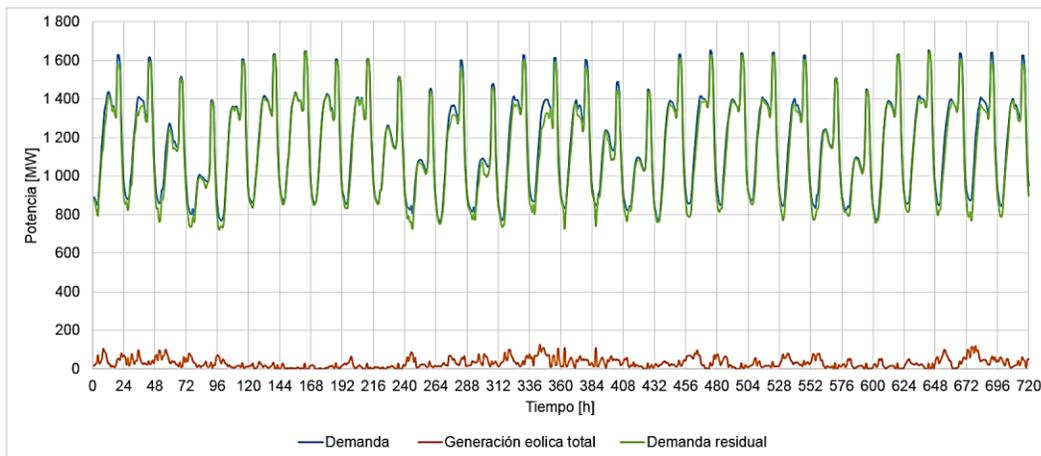


Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

De la misma manera que para época seca, los resultados muestran que el despacho de centrales térmicas a potencia reducida permiten tener reserva de

potencia por parte de las centrales con turbinas de vapor para llevar las variaciones de la demanda residual producto de la demanda del sistema y la generación eólica, ya que para época lluviosa la baja disponibilidad del recurso eólico tiene poco efecto en la demanda residual del sistema, tal como se observa en la figura 39.

Figura 39. **Generación eólica total y demanda residual en época lluviosa**

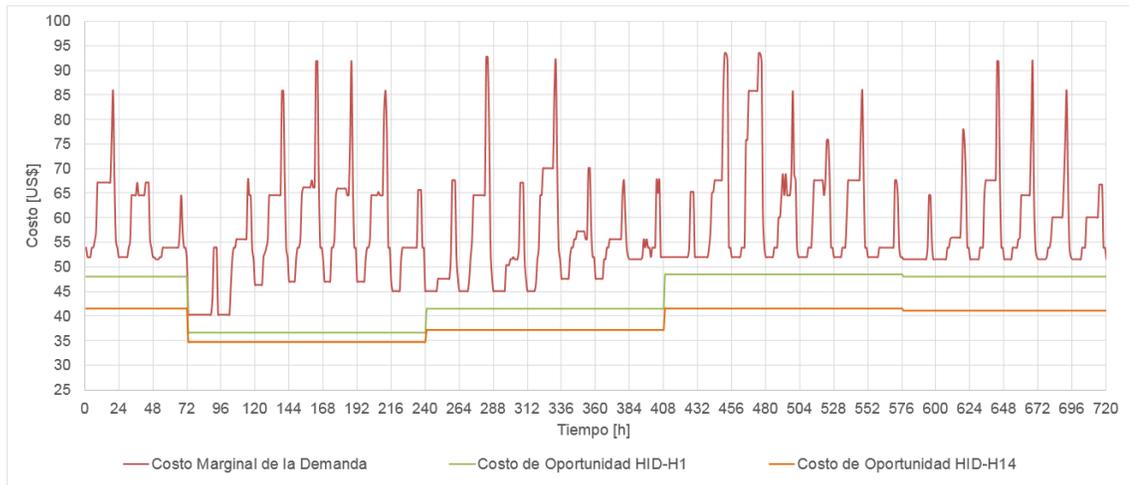


Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

4.2.2.3. **Costos marginales y costo de oportunidad de la generación hidroeléctrica**

En la figura 40 se observan los resultados de costos marginales sin la incorporación de generación eólica. A diferencia de los escenarios simulados en época seca, para época lluviosa se tiene una gran variabilidad del costo marginal entre bandas horarias.

Figura 40. **Costos marginales y costo de oportunidad de centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual para época lluviosa**



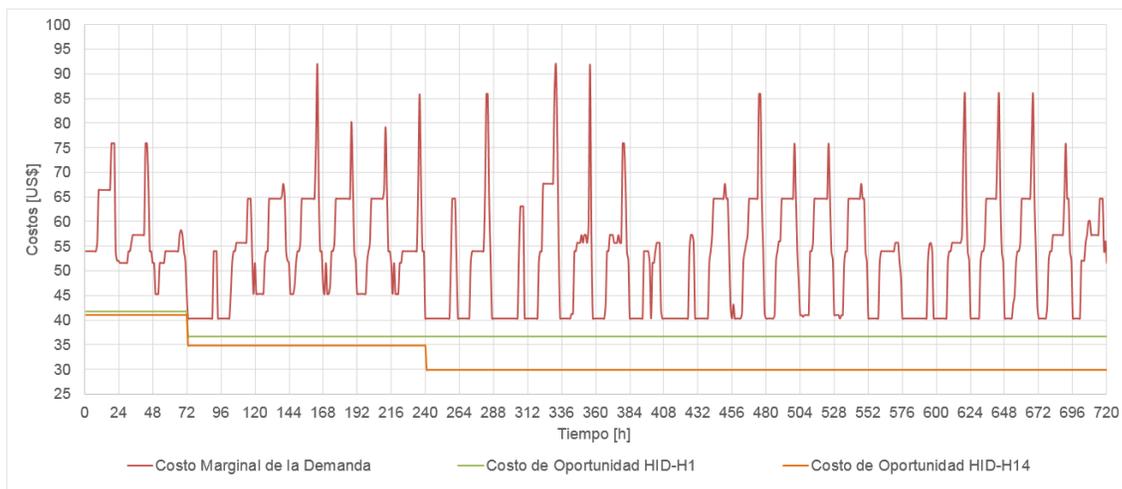
Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Para demanda mínima y demanda media los valores de costo marginal se tienen entre 40,22 US\$/MWh que corresponde a TVA-C1 y 85,78 US\$/MWh de MCI-B8; para demanda máxima se alcanzan valores de 93,47 US\$/MWh que corresponde a MCI-B6.

Los costos para HID-H1 tiene valores de 47,94 US\$/MWh, 36,66 US\$/MWh, 41,47 US\$/MWh y 48,40 US\$/MWh; para HID-H14 valores de 41,54 US\$/MWh, 34,61 US\$/MWh, 37,12US\$/MWh, 41,54 US\$/MWh y 41,08 US\$/MWh. Un cambio importante respecto a los resultados en época seca, se puede observar en los costos de oportunidad de HID-H1 e HID-H14 que muestra la figura 40, ya que ahora para todas las etapas se encuentra por debajo del costo marginal, este hecho muestra que en época lluviosa el despacho óptimo requiere que en todo momento se haga uso de generación hidroeléctrica de las

centrales con embalse de regulación anual, debido al incremento de la disponibilidad del recurso.

Figura 41. **Costos marginales y costos de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época lluviosa incorporando generación eólica**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

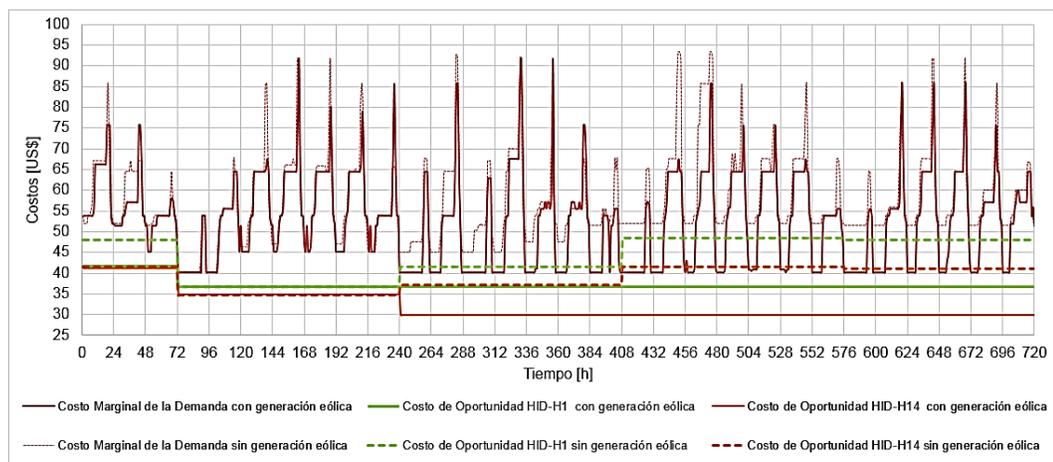
Con la incorporación de la generación eólica para época lluviosa se tiene costos marginales entre 40,22 US\$/MWh de TVA-C1 y 67,59 US\$/MWh de MCI-B1, alcanzado valores de 91,79 US\$/MWh de MCI-B3. Para época lluviosa no se tiene un impacto significativo en los costos marginales con la incorporación de la generación eólica.

Los costos de oportunidad de la generación hidroeléctrica en cambio sí se estabilizan y presentan una reducción significativa con la incorporación de generación eólica, teniendo para HID-H1 valores de 41,66 US\$/MWh y 36,66 US\$/MWh; para HID-H14 valores de 41,08 US\$/MWh, 34,80 US\$/MWh y

29,80 US\$/MWh. La característica mostrada en el escenario sin generación eólica se mantiene, ya que en todo momento los costos se mantienen por debajo del costo marginal, como consecuencia del uso que se le debe dar al recurso para evitar su desperdicio.

En la figura 42 se muestra la evolución de los costos marginales y costos de oportunidad de HID-H1 e HID-H14 al incorporar la generación eólica. Se observa una reducción menor respecto a época seca, sin embargo, la incorporación de generación de bajo costo permite que los costos presenten una mayor estabilidad.

Figura 42. Evolución de costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual para época lluviosa con la incorporación de generación eólica



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Los resultados de los costos marginales y costos de HID-H1 e HID-H14 se resumen en la siguiente tabla:

Tabla XXI. **Costos marginales y costo de oportunidad de hidroeléctricas de regulación anual en época lluviosa**

	Sin Generación eólica			Con generación eólica		
	Costo Marginal [US\$]	Costo de oportunidad HID-H1 [US\$]	Costo de oportunidad HID-14 [US\$]	Costo Marginal [US\$]	Costo de oportunidad HID-H1 [US\$]	Costo de oportunidad HID-14 [US\$]
Promedio mensual	57,26	43,91	38,80	52,59	37,16	32,09
Mínimo mensual	40,22	36,66	34,61	40,22	36,66	29,80
Máximo mensual	93,47	48,40	41,54	91,79	41,66	41,08

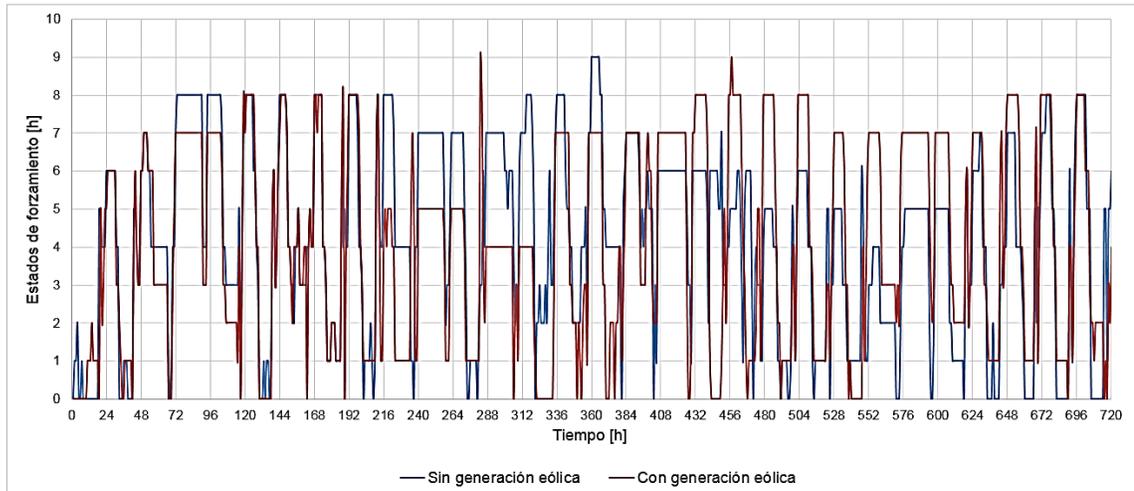
Fuente: elaboración propia.

4.2.2.4. Generación forzada

La figura 43 muestra los resultados de generación forzada para época lluviosa, puede observarse una mayor cantidad de estados de forzamiento respecto a época seca en la mayoría de etapas, pero debe notarse que existen etapas donde se tiene una reconfiguración de los estados de operación de las centrales con restricciones de arranque y parada, teniendo menos estados de forzamiento.

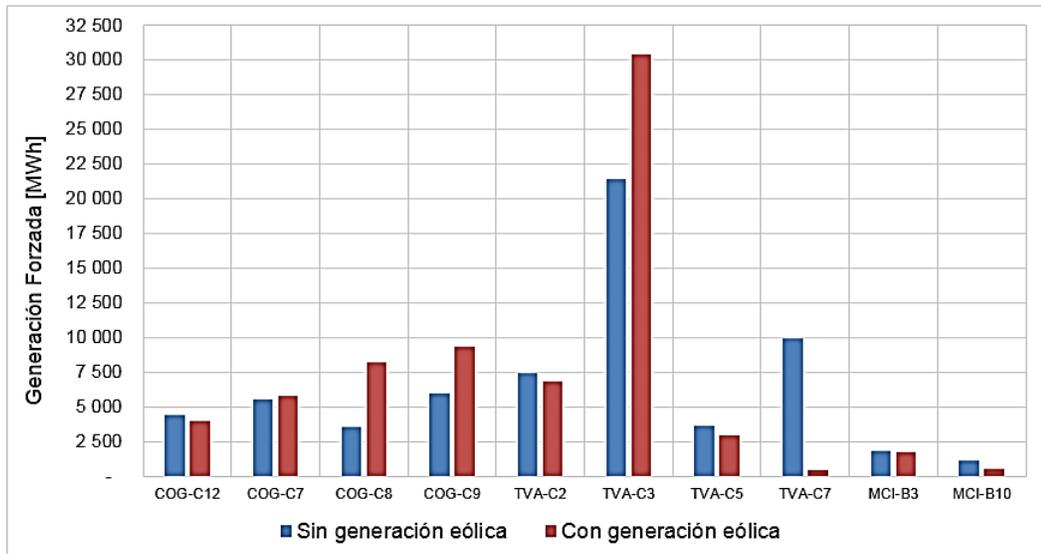
El mismo efecto descrito anteriormente se tiene en la figura 44, ya que la generación forzada para las centrales con restricciones de arranque y parada ahora son variables en cuanto al aumento o reducción, debido a la reconfiguración de los estados de operación, sin embargo, se presenta un aumento de la energía asociada a la generación forzada de 64 745 MWh, para el escenario sin generación eólica, a 70 159 MWh al incorporar generación eólica, teniendo un aumento del 8,36 % en la generación forzada.

Figura 43. Estados horarios de forzamiento en época lluviosa



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Figura 44. Evolución del forzamiento con incorporación de generación eólica para época lluviosa



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

Los resultados permiten observar que para los escenarios sin generación eólica que la generación forzada en época seca es 137 % mayor que para época lluviosa y para los escenarios con incorporación de generación eólica la generación forzada para época seca es 74,5 % mayor que en época lluviosa.

4.2.2.5. Costo operativo

El detalle del costo operativo para los escenarios en época lluviosa se muestra en la tabla XXII.

Tabla XXII. **Costo operativo para época lluviosa**

	Costo Generación Hidro (US\$)	Costo Generación Térmica (US\$)	Costo RRO Hidro (US\$)	Costo RRO Térmico (US\$)	Costo Generación Eólica (US\$)	Costo RRa (US\$)	Costo Operativo Mensua (US\$)
Sin generación eólica	3 767 582,21	18 553 599,49	2 283 144,47	176 548,02	0,00	756 500,00	25 537 374,19
Con generación eólica	3 767 774,45	17 128 909,81	2 357 804,00	120 101,97	46 663,10	756 500,00	24 177 753,34
Diferencia	192,24	-1 424 689,67	74 659,54	-56 446,05	46 663,10	0,00	-1 359 620,85

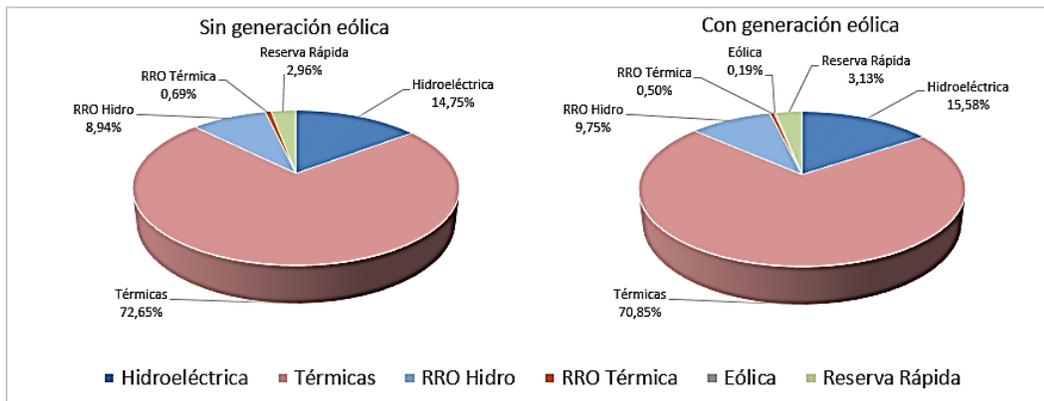
Fuente: elaboración propia.

La incorporación de la generación eólica representa una reducción en el costo operativo total de US\$ 1 359 620,85, donde la mayor reducción nuevamente se tiene en el costo operativo térmico debido a la sustitución de esta generación de alto costo con la generación eólica de bajo costo.

La reducción del costo para época lluviosa debido a la incorporación de generación eólica es de 5,32 % cuando la cobertura de energía es de 2,47 % de la demanda mensual de energía.

La evolución de la composición del costo operativo mensual con la incorporación de generación eólica para época lluviosa se muestra en la siguiente figura:

Figura 45. **Composición del costo operativo para época lluviosa**



Fuente: elaboración propia, empleando Excel 2010.

A diferencia de la época seca donde el aumento de generación de bajo costo implicaba que la generación hidroeléctrica era utilizada para la cobertura de la demanda, en época lluviosa, este aumento junto con la mayor disponibilidad de generación hidroeléctrica, permite que esta sea utilizada para la cobertura de la RRO. Por este motivo se presenta un aumento en el costo operativo de RRO por hidroeléctricas y una reducción en el costo operativo RRO térmico.

Los resultados anteriores muestran que el aumento de la generación hidroeléctrica, bajo el escenario hidrológico simulado, no representa una reducción en los costos operativos totales respecto a época seca, esto es debido a que el aumento de la generación hidroeléctrica y la generación por los cogeneradores con biomasa tienen costos similares, sin embargo la generación

hidroeléctrica no es capaz de sustituir el aporte de los cogeneradores. Estos resultados muestran que el aporte de la biomasa representa una reducción de costo mayor a la reducción que representa la generación hidroeléctrica bajo un escenario hidrológico promedio.

CONCLUSIONES

1. Para los escenarios simulados, el efecto de la incorporación de generación eólica en el costo operativo total del sistema, resulta en una reducción proporcional al nivel de aporte mensual de energía de esta generación, reduciendo principalmente la componente de costo operativo térmico, debido a la sustitución del uso de centrales con combustible carbón y reducción en el uso de centrales con combustible búnker.
2. La incorporación de generación eólica con las características utilizadas en el estudio, aún cuando provoca cambio en los estados de operación de las centrales con turbinas de vapor, también provoca un aumento en las etapas como generación forzada de las centrales con restricciones de arranque y parada y las centrales con forzamiento por cubrimiento de Reserva Rodante Operativa.
3. La incorporación de 180,80 MW de generación eólica no representa un inconveniente desde el punto de vista de la optimización del despacho hidrotérmico bajo los escenarios simulados, debido a la diversificación actual de la matriz energética que provee gran flexibilidad al sistema de generación del SNI.
4. Para un horizonte de corto plazo, el principal impacto de la generación eólica sobre la programación del despacho hidrotérmico se tiene sobre la forma en que las tecnologías convencionales deben ser programadas para seguir la demanda del sistema en etapas horarias, diarias,

semanales y mensuales, debido a la dificultad para la predicción de la producción de generación eólica.

5. Como resultado de una mala predicción de generación eólica, unidades poco flexibles pueden ser arrancadas innecesariamente o bien no ser arrancadas cuando sea necesario, teniendo la necesidad de utilizar centrales de mayor flexibilidad con un costo operativo asociado normalmente mayor, en ambos casos aumentando los costos totales de la operación del sistema.
6. Para los niveles bajos de incorporación de energía eólica, los niveles de Reserva Rodante Operativa disponibles en el sistema son suficientes para llevar una operación adecuada ante la variabilidad de la demanda, más la variabilidad asociada a la penetración de la energía eólica. Para niveles altos de integración de energía eólica son necesarios cambios en los sistemas, en los métodos de operación y los niveles de disponibilidad de reservas operativas para permitir la integración del recurso.
7. La variación horaria prevista de la generación eólica incorporada al proceso de optimización del despacho, puede ser compensada con la variación del régimen de operación de las centrales con turbinas de vapor y con el traslado de energía entre períodos horarios de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual y diaria.
8. La programación del despacho de generación bajo la normativa vigente del MM, consiste en la determinación del programa de operación de las centrales, incluyendo reservas operativas, que permitan el cubrimiento de la demanda prevista, con base en la declaración de disponibilidad y costo unitario de operación, con la finalidad de lograr minimizar el costo

total de la operación del sistema, con niveles requeridos de seguridad y confiabilidad.

9. Debido al desarrollo de la tecnología de aerogeneradores, es posible que centrales eólicas puedan incorporarse al SNI cumpliendo todos los requerimientos necesarios para operar bajo niveles adecuados del servicio como reserva primaria y regulación de voltaje, de la misma manera que las centrales convencionales.
10. El mayor aporte de energía eólica al SNI se presenta durante época seca, donde esta tecnología desplaza centrales de generación de turbinas de vapor que normalmente operan en la base para el cubrimiento de la demanda. Para época lluviosa se presenta una reducción notable de la generación eólica respecto a época seca, pero permite reducir la generación de centrales con combustibles fósiles.
11. El despacho óptimo de generación para corto plazo, de un sistema hidrotérmico, puede obtenerse por medio de un modelo de optimización Mixto Lineal-Entero, utilizando variables enteras binarias para establecer el estado de operación de las unidades generadoras y unidades no enteras para establecer el nivel de potencia óptima asignada a cada unidad. La función objetivo asociada debe incluir una componente para la optimización del cronograma de arranque y parada de las centrales y la determinación del uso óptimo del recurso hídrico.
12. La integración de generación eólica en la optimización del despacho de corto plazo puede realizarse incorporando la disponibilidad horaria prevista, teniendo como inconveniente principal el error que presenten

las predicciones y la inherente variabilidad de la potencia producida por las centrales eólicas.

13. El alcance del estudio permite determinar el impacto económico de la generación eólica por medio del análisis del costo operativo, donde evidentemente tiene un efecto de reducción debido al bajo costo operativo de la generación eólica, sin embargo, debe considerarse que el precio de la energía eólica no es necesariamente más económico que otras tecnologías convencionales, debido a los altos costos de instalación de estas centrales. El análisis de este efecto escapa del alcance del presente estudio pero es importante mencionarlo para considerar las condiciones de la reducción del costo operativo que representa esta tecnología.

RECOMENDACIONES

1. Por la naturaleza del estudio no se considera el precio sino el costo de la energía eólica, sin embargo, es necesario tomar en cuenta este aspecto al momento de realizar comparaciones con otras alternativas de generación.
2. Incorporar a la normativa vigente, por parte del AMM, la realización de programas indicativos de generación mensuales o bimensuales, considerando la programación de arranque y parada de centrales térmicas con turbinas de vapor, ya que esto permitiría garantizar el adecuado abastecimiento de combustible por parte de las centrales generadoras térmicas y una optimización de la generación para un horizonte de más largo plazo a los utilizados actualmente.
3. Modificar el proceso para asignación de costos de oportunidad de las centrales hidroeléctricas con embalse de regulación anual, de manera que se obtengan costos diarios o intradiarios, ya que esto permitiría que la asignación de energía en programas de despacho mensual o semanal a esas centrales se realice y adapte correctamente a los esquemas para la realización del despacho diario.
4. La normativa actual no es estricta en cuanto a los requerimientos necesarios para incorporación de parques eólicos, por lo cual deben realizarse actualizaciones a la normativa en temas relacionados a la máxima capacidad de generación eólica, implementación de equipos e

implementación de reservas, además de restricciones y penalizaciones por errores de predicción.

5. Profundizar en estudios sobre el impacto que tiene la incorporación de las centrales eólicas al SNI respecto a la necesidad de reservas operativas. Entre los estudios recomendados se tiene la elaboración de un estudio para incorporación de Reserva Rodante Operativa debida a la variabilidad de las centrales eólicas.
6. El presente estudio evalúa el impacto de la incorporación de las centrales a un proceso de planificación de corto plazo, el cual permite realizar una estimación del impacto que tiene la incorporación de 180,80 MW previstos de energía eólica en una escala mensual. Sin embargo se recomienda realizar estudios de este tipo para etapas de planificación en el muy corto plazo, como programación diaria, ya que estos permitirán determinar el efecto que tiene esta tecnología en aspectos como el establecimiento de precios para el mercado de oportunidad regional.
7. Realizar estudios de largo plazo para definir los requerimientos de flexibilidad de la incorporación de centrales al SNI, considerando la posible incorporación de generación eólica en grandes cantidades permitirá evaluar escenarios futuros y la capacidad operativa del sistema.
8. Realizar estudios sobre el impacto que la incorporación de la generación eólica tiene en la coordinación de transacciones económicas en el MM, ya que este aspecto debe ser evaluado para determinar su impacto económico.

BIBLIOGRAFÍA

1. Administrador del Mercado Mayorista. *Normas de Coordinación Comercial*. NCC1 – NCC14. Guatemala: AMM, 2007. 56 p.
2. _____. *Reglamento del Administrador del Mercado Mayorista*. 25 de mayo de 1998, núm. 256-97, p. 27.
3. _____. Informe de Capacidad Instalada Sistema Eléctrico Nacional. [en línea] <http://www.amm.org.gt/pdfs2/2015/Capacidad_Instalada_2015.xls>. [Consulta: diciembre de 2015].
4. _____. Informes de Despacho Diario. [en línea] <http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145>. [Consulta: enero de 2015 - junio 2015].
5. _____. Informes de Posdespacho. [en línea] <http://www.amm.org.gt/portal/?page_id=145>. [Consulta: enero 2015 - junio 2015].
6. _____. Programación de Largo Plazo Versión Definitiva. [en línea] <http://www.amm.org.gt/pdfs2/programas_despacho/03_PROGRAMAS_DE_LARGO_PLAZO/2015-2016/02_PLP20150501_VD.pdf>. [Consulta: abril 2015 - septiembre 2015].
7. Asea Brown Boveri, S.A. ABB. *Cuaderno de aplicaciones técnicas n. ° 12 Plantas eólicas*. Barcelona: ABB, 2012. 115 p.

8. BAÑUELOS RUEDA, Francisco. *Impacto de la generación eléctrica usando fuentes de energía eólica en la red eléctrica nacional*. Director: Dr. César Angeles Camacho. Universidad Nacional Autónoma de México, Instituto de Ingeniería, 2011.
9. Comisión Regional de Interconexión Eléctrica. *Reglamento del Mercado Eléctrico Regional. RMER*. Diario de Centro América, 2005.
10. Comisión Nacional de Energía Eléctrica. *Resolución CNEE-194-2010*. 23 de agosto de 2010. Guatemala: CNEE, 2010. 5 p.
11. _____. *Resolución CNEE-266-2012*. 27 de noviembre de 2012. Guatemala: CNEE, 2012. 39 p.
12. _____. *Resolución CNEE-166-2014*. 17 de junio de 2014. Guatemala: CNEE, 2014. 5 p.
13. _____. *Resolución CNEE-77-2014*. 04 de marzo de 2014. Guatemala: CNEE, 2014. 4 p.
14. _____. *Boletín de Prensa, Ajuste tarifario trimestral, periodo agosto 2015- octubre 2015*. 30 de julio de 2015. Guatemala: CNEE, 2015. 2 p.
15. Congreso de la República de Guatemala. *Ley General de Electricidad*. 21 de noviembre de 1996, núm. 93-96, p. 18.
16. _____. *Reglamento de la Ley General de Electricidad*. 21 de marzo de 1997, núm. 256-97, p. 44.

17. Dirección General de Energía, Ministerio de Energía y Minas. *Energía Eólica en Guatemala*. Guatemala: MEM, 2007. 6 p.
18. _____. *Resumen de las mediciones del viento en Guatemala*. Guatemala: MEM, 2012. 6 p.
19. _____. *Resultados de las mediciones de viento a partir del año 2006 hasta el año 2014*. Guatemala: MEM, 2014. 18 p.
20. _____. *Mediciones de viento [CD-ROM]*. Guatemala: MEM, 2014.
21. European Wind Energy Association. Wind energy – The facts, part II, grid integration. [en línea] < <http://www.wind-energy-the-facts.org/images/chapter2.pdf> >. [Consulta: octubre 2015].
22. GASCH, Robert. TWELVE, Jochen. *Wind Power Plants*. Segunda Edición. Germany: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2012. ISBN: 978-3-642-22937-4. 200 p.
23. GÓMEZ EXPÓSITO, Antonio. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. España: McGraw Hill, Inc., 1996. 261 – 309 p.
24. GONZÁLES VERA, Diego Alberto. *Perfiles de generación eólica para la simulación de mediano y largo plazo de sistemas eléctricos de potencia*. Director: Rodrigo Palma Behnke. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Eléctrica, 2013.

25. HIELLIER, Frederick S. LIEBERMAN, Gerald J. *Introducción a la Investigación de Operaciones*. Novena edición. México: McGraw Hill, Inc., 2010. 1425 p. ISBN: 978-607-15-0308-4.
26. International Renewable Energy Agency. *Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series*. United Arab Emirates: IRENA, 2012. 56 p.
27. LEAL CANTÉ, Elvis Noé. *Despacho Económico de Carga Considerando Restricciones en la Red de Transporte con el Uso de Técnicas de Programación Lineal*. Director: José Rafael Argueta Monterroso. Universidad de San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2005. 113 p.
28. MASTERS, Gilbert M. *Wind Power Systems*. En: *Renewable and Efficient Electric Power Systems*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2004. 307-383 p. ISBN: 0-471-28060-7.
29. ORILLE FERNÁNDEZ, Ángel Luis. *Centrales eléctricas I*. Barcelona: CPET, 1997. 205 p. ISBN: 84-89636-50-8
30. POLANCO PERDOMO, Pablo. *Lineamientos para el Desarrollo de Parques Eólicos en Guatemala*. Director: María del Mar Girón Cordón. Universidad de San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Civil, 2012. 156 p.
31. PSR. *Modelo NCP, Manual de metodología*. Versión 5.13. Brasil: PSR, 2014. 43 p.

32. _____. *Modelo NCP, Manual de usuario*. Versión 5.13. Brasil: PSR, 2014. 85 p.
33. _____. *Modelo SDDP, Manual de usuario*. Versión 14.0. Brasil: PSR, 2015. 96 p.
34. RAMOS, Andrés. SANCHEZ, Pedro. FERRER, José María. BARQUIN, Julián. LINARES, Pedro. *Modelos Matemáticos de Optimización*. Madrid: Universidad Pontificia Comillas, 2010. 53 p.
35. RODRIGUEZ AMENDO, José Luis. BURGOS DIAS, Juan Carlos. ARNALTE GOMEZ, Santiago. *Sistemas Eólicos de Producción de Energía Eléctrica*. Madrid: Rueda SL, 2010. 447 p. ISBN: 9788472071931
36. SONTAY CHAN, Danilo Fernando. *Optimización del Despacho Hidrotérmico Estocástico del SNI para un Estudio de Largo Plazo*. Director: Edgar Noel Aguilar Palma. Universidad de San Carlos de Guatemala, Escuela de Ingeniería Mecánica Eléctrica, 2011. 73 p.
37. STIEBLER, Manfred. *Wind Energy Systems for Electric Power Generation*. Berlin: Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2008. 193 p. ISBN: 978-3-540-68762-7.
38. TORRES ÁVILA, Rigoberto Alejandro. *Modelo de coordinación hidrotérmica multinodal y multiembalse para sistemas eléctricos longitudinales en el mediano plazo*. Director: Rodrigo Palma

Behnke. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Escuela de Postgrado, 2006. 132 p.

39. VERA ROBLES, José Miguel. *Incorporación del recurso eólico en esquemas de despacho económico con restricciones de seguridad*. Director: Rodrigo Palma Behnke. Universidad de Chile, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Departamento de Ingeniería Civil Electricista, 2010.
40. Vestas Wind System A/S. *General Specification V112-3.0 MW 50/60HZ*. Denmark: Vestas, 2010. 43 p.
41. Vestas Wind System A/S. *General Specification V112-3.3 MW 50/60HZ*. Denmark: Vestas, 2014. 54 p.
42. WINSTON, Wayne L. *Investigación de Operaciones, Aplicaciones y algoritmos*. Cuarta edición. México: Thomson, 2005. 978 p. ISBN: 970-696-362-1.
43. World Energy Council. *World Energy Perspective, Cost of Energy Technologies*. Londres: WEC, 2013. 42 p. ISBN: 978 0 94612 1304.
44. ZHU, Jizhong. *Optimization of Power System Operation*. New Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2009. 603 p. ISBN: 978-0-470-2988

Apéndice 2. Detalle del despacho óptimo de energía para época seca con incorporación de generación eólica

DADO	SEMANA 1					SEMANA 2					SEMANA 3					SEMANA 4					SEMANA 5					TOTAL MENSUAL						
	MAR	ME	JUE	VIÉ	SÁB	DOM	LUN	MAR	JUE	VIÉ	SÁB	DOM	LUN	MAR	JUE	VIÉ	SÁB	DOM	LUN	MAR	JUE	VIÉ	SÁB	DOM	LUN		MAR	JUE	VIÉ	SÁB		
PLANTAS HIDROELÉCTRICAS	7 803	7 110	7 459	6 788	6 821	4 384	7 017	7 639	7 556	7 913	7 407	6 950	5 512	7 736	8 299	7 916	7 680	7 095	6 596	5 829	7 893	8 193	7 034	6 590	5 869	5 514	4 622	6 139	6 174	6 713	7 232	212 919
HDH1	2 356	2 253	2 850	2 145	1 728	1 055	2 228	2 513	2 809	2 878	2 880	1 743	1 335	2 210	2 838	2 825	2 668	2 183	1 748	1 984	2 934	3 394	2 565	2 081	1 691	1 158	932	2 018	2 401	2 889	3 049	70 000
HDH2	14	6	10	12	11	5	10	13	12	9	6	5	12	16	8	16	14	12	11	9	10	8	16	11	12	10	17	19	18	19	18	346
HDH3	44	44	44	34	34	44	44	44	44	44	44	39	34	34	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	44	1 300
HDH4	234	191	182	201	203	183	224	223	185	193	201	194	165	209	187	201	203	193	201	165	183	195	182	190	184	179	142	197	179	174	197	5 988
HDH5	127	119	142	152	170	185	147	171	167	186	188	122	166	159	156	167	177	164	151	157	173	144	152	140	141	172	178	172	175	164	184	4 966
HDH6	815	586	472	493	671	494	540	613	658	672	569	467	618	629	629	499	546	521	681	379	505	677	615	482	450	569	432	667	470	427	556	17 105
HDH7	167	148	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	3 676
HDH8	76	78	94	77	119	125	106	94	101	120	158	130	126	132	146	135	127	95	94	43	54	43	43	74	59	64	74	47	59	56	62	2 811
HDH9	427	457	575	501	541	380	617	681	633	653	640	447	597	695	700	720	654	637	607	381	579	610	482	458	530	554	641	610	610	610	610	15 407
HDH10	297	246	246	272	181	226	204	219	241	246	302	206	212	211	206	190	215	201	171	171	176	222	188	203	184	146	186	174	170	193	6 619	
HDH11	65	53	53	56	56	65	62	62	51	54	56	54	50	52	52	56	56	53	56	50	51	54	51	53	50	50	48	50	48	50	1 604	
HDH12	5	4	5	7	4	4	6	7	4	6	7	6	3	3	7	6	7	5	4	2	5	7	4	6	5	4	5	4	5	10	396	
HDH13	80	75	86	77	80	59	91	81	80	84	80	80	70	91	86	84	74	73	82	69	87	78	82	81	73	79	77	77	77	77	77	2 145
HDH14	895	835	477	513	344	302	555	600	606	657	655	917	206	728	799	801	602	597	508	618	775	678	645	567	514	493	340	647	671	746	660	19 000
HDH15	624	444	447	508	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	84	8 662
HDH16	571	519	513	507	517	363	555	526	468	464	526	518	372	633	533	548	498	509	525	368	530	580	502	517	461	502	377	520	482	506	564	15 983
HDH17	5	2	5	5	3	3	3	2	2	2	2	2	2	2	2	1	6	4	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	53
HDH18	37	70	78	76	74	65	56	43	63	63	90	82	44	14	44	32	91	91	91	91	90	34	75	84	91	89	76	45	65	80	89	2 119
HDH19	339	382	441	399	437	404	858	823	627	566	556	512	442	627	650	489	462	486	411	379	489	462	399	378	360	374	296	414	342	383	403	14 477
HDH20	59	54	55	58	63	60	57	61	49	46	53	52	51	58	67	62	67	61	54	55	66	61	63	64	62	64	47	62	61	62	56	1 076
HDH21	59	70	72	70	66	58	45	49	59	67	67	49	33	44	41	37	40	40	62	62	65	73	70	66	61	69	62	68	48	48	48	1 774
HDH22	27	27	28	25	26	24	47	36	28	27	30	29	49	45	41	38	37	26	32	15	27	17	20	23	18	14	24	19	18	14	26	955
HDH23	138	117	115	134	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	141	2 278	
HDH24	34	34	31	31	31	32	33	34	34	31	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	34	748
HDH25	99	101	99	83	96	83	150	122	101	99	104	95	65	126	92	99	126	102	59	102	101	109	103	70	77	77	77	77	77	77	77	2 203
HDH26	21	18	12	29	19	7	21	26	20	21	21	19	10	31	16	22	28	21	20	9	26	23	20	20	16	12	21	19	24	27	621	
HDH27	32	67	54	66	79	60	54	62	65	50	54	61	63	63	51	58	68	55	57	22	57	50	70	74	36	57	62	56	64	77	71	1 815
HDH28	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	24	114
HDH29	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	36	1 101
HDH30	64	48	83	89	70	10	100	80	79	51	96	23	32	107	87	56	80	67	38	40	91	48	48	48	48	48	48	48	48	48	48	1 795
HDH31	18	73	64	69	34	34	93	72	78	59	60	66	34	86	96	54	84	68	64	36	83	85	76	72	65	66	37	56	76	89	2 172	
HDH32	21	40	51	45	33	19	19	13	10	63	62	24	24	26	17	47	39	89	38	61	29	56	16	16	15	15	23	43	68	65	98	1 172
HDH33	2	4	5	7	4	5	4	5	4	5	4	3	3	7	6	5	6	7	6	5	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	351
HDH34	15	15	13	13	13	8	10	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	14	101
HDH35	2	19	9	9	9	7	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	251
PLANTAS EÓLICAS	2 471	2 876	2 723	1 743	2 863	4 058	3 341	1 930	1 965	1 748	1 951	2 321	2 547	2 086	1 995	1 723	1 723	2 384	2 256	2 144	2 301	2 360	2 049	1 437	2 016	2 016	2 703	2 528	2 428	1 815	1 174	71 444
CGE-E1	1 177	1 223	1 223	919	321	1 097	1 223	912	705	202	158	894	1 215	1 223	1 223	734	734	190	227	224	151	156	127	125	282	282	1 223	1 223	1 158	852	628	22 007
CGE-E2	468	488	488	332	77	488	488	373	215	153	114	404	488	488	488	258	258	111	56	164	132	79	86	38	252	252	488	488	481	384	127	8 369
CGE-E3	597	1 061	703	1 146	1 146	1 125	709	312	705	435	201	250	195	405	210	243	243	1 054	898	764	897	944	601	73	178	178	210	370	343	235	162	16 600
CGE-E4	89	94	299	1 346	1 353	1 337	911	334	330	928	1 078	773	638	320	63	490	490	1 040	1 077	993	1 120	1 181	1 255	1 201	1 273	1 273	772	437	436	363	153	23 447
PLANTAS SOLARES	847	862	826</																													

ANEXOS

Anexo 1. Curvas de potencia del modelo Vestas V112 3.3

Wind speed [m/s]	Air density [kg/m ³]													
	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3.0	22	8	9	10	11	12	14	15	16	17	19	20	23	25
3.5	73	44	47	50	52	55	57	60	62	65	68	70	75	78
4.0	134	93	97	100	104	108	112	116	119	123	127	131	138	142
4.5	209	151	156	161	167	172	177	183	188	193	198	204	214	220
5.0	302	222	229	237	244	251	258	266	273	280	287	295	309	316
5.5	415	309	318	328	338	347	357	367	376	386	396	405	425	434
6.0	552	414	427	440	452	465	477	490	502	515	527	540	565	577
6.5	714	540	556	572	587	603	619	635	651	667	683	699	730	746
7.0	906	688	708	728	748	767	787	807	827	847	866	886	925	945
7.5	1123	857	881	905	930	954	978	1002	1027	1051	1075	1099	1147	1171
8.0	1370	1049	1078	1107	1137	1166	1195	1225	1254	1283	1312	1341	1399	1428
8.5	1648	1264	1300	1335	1370	1405	1440	1475	1509	1544	1579	1613	1682	1716
9.0	1950	1502	1544	1585	1626	1667	1708	1748	1789	1830	1870	1910	1990	2030
9.5	2268	1756	1804	1851	1898	1946	1992	2039	2085	2131	2177	2222	2313	2357
10.0	2586	2022	2075	2128	2181	2234	2286	2337	2389	2440	2489	2537	2631	2677
10.5	2868	2284	2342	2400	2459	2517	2570	2624	2677	2731	2777	2822	2907	2946
11.0	3071	2526	2586	2646	2706	2766	2815	2864	2913	2963	2999	3035	3098	3126
11.5	3201	2741	2799	2856	2914	2972	3011	3050	3090	3129	3153	3177	3217	3233
12.0	3266	2923	2972	3021	3071	3120	3147	3173	3200	3227	3240	3253	3273	3280
12.5	3291	3064	3101	3138	3175	3212	3228	3243	3258	3273	3279	3285	3293	3296
13.0	3298	3164	3188	3212	3236	3260	3268	3276	3284	3291	3293	3296	3298	3299
13.5	3299	3219	3234	3249	3263	3278	3282	3287	3291	3295	3297	3298	3299	3300
14.0	3300	3256	3265	3273	3282	3290	3292	3294	3296	3299	3299	3300	3300	3300
14.5	3300	3276	3281	3286	3291	3296	3297	3298	3299	3300	3300	3300	3300	3300
15.0	3300	3288	3291	3293	3296	3298	3299	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300
15.5	3300	3294	3295	3296	3298	3299	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.0	3300	3296	3297	3298	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
16.5	3300	3298	3298	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.0	3300	3299	3299	3299	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
17.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
18.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
19.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
20.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
21.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
22.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
23.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
23.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
24.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
24.5	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300
25.0	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300	3300

Fuente: Vestas Wind System A/S. *General Specification V112-3.3 MW 50/60HZ*. p. 120.

Anexo 2. Curvas de potencia del modelo Vestas V112 3.0

Air density [kg/m ³]														
Wind speed [m/s]	1.225	0.95	0.975	1.0	1.025	1.05	1.075	1.1	1.125	1.15	1.175	1.2	1.25	1.275
3	26	11	12	13	15	16	17	19	20	22	23	25	27	29
3.5	73	45	48	50	53	55	58	60	63	65	68	70	75	78
4	132	92	95	99	103	107	110	114	118	121	125	129	136	140
4.5	207	150	155	161	166	171	176	181	187	192	197	202	213	218
5	302	223	230	237	244	251	259	266	273	280	287	294	309	316
5.5	416	312	321	331	340	350	359	369	378	388	397	407	426	435
6	554	418	431	443	455	468	480	492	505	517	529	542	567	579
6.5	717	544	560	576	591	607	623	638	654	670	685	701	733	748
7	907	691	710	730	750	769	789	808	828	848	867	887	926	946
7.5	1126	860	884	908	932	956	981	1005	1029	1053	1077	1102	1150	1174
8	1375	1053	1082	1112	1141	1170	1200	1229	1258	1288	1317	1346	1404	1433
8.5	1653	1270	1305	1340	1375	1410	1444	1479	1514	1549	1583	1618	1687	1722
9	1955	1507	1548	1589	1629	1670	1711	1752	1792	1833	1874	1914	1995	2035
9.5	2273	1761	1808	1855	1902	1950	1996	2043	2089	2136	2182	2227	2317	2362
10	2572	2010	2063	2116	2170	2223	2274	2326	2377	2428	2476	2524	2615	2658
10.5	2807	2249	2307	2365	2422	2480	2532	2584	2636	2688	2728	2767	2838	2869
11	2984	2470	2531	2593	2654	2716	2762	2808	2854	2900	2928	2956	3000	3017
11.5	3044	2671	2727	2782	2837	2892	2921	2951	2980	3009	3021	3032	3050	3056
12	3065	2840	2879	2919	2958	2997	3011	3024	3038	3051	3056	3060	3067	3069
12.5	3073	2958	2980	3002	3023	3045	3051	3056	3061	3067	3069	3071	3073	3074
13	3075	3024	3034	3044	3054	3064	3066	3069	3071	3073	3074	3074	3075	3075
13.5	3075	3052	3057	3062	3067	3073	3073	3074	3074	3075	3075	3075	3075	3075
14	3075	3069	3070	3072	3073	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
14.5	3075	3073	3074	3074	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
15	3075	3074	3074	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
15.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
16	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
16.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
17	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
17.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
18	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
18.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
19	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
19.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
20	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
20.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
21	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
21.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
22	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
22.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
23	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
23.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
24	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
24.5	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075
25	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075	3075

Fuente: Vestas Wind System A/S. *General Specification V112-3.3 MW 50/60HZ*. p. 120.