



UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

# DETERMINACIÓN DE RESERVAS EN PRESENCIA DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN VARIABLE

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO  
CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ANDRÉS CARRASCO MARDONES

PROFESORA GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

LUIS VARGAS DÍAZ

ARIEL VALDENEGRO ESPINOZA

ESTE TRABAJO FUE REALIZADO EN FORMA CONJUNTA CON EL CDEC-SING

SANTIAGO DE CHILE

2014

RESUMEN DE LA MEMORIA  
PARA OPTAR AL TÍTULO DE  
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO  
POR: FELIPE CARRASCO MARDONES  
FECHA: DICIEMBRE 2014  
PROF. GUÍA: DRA. CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

## DETERMINACIÓN DE RESERVAS EN PRESENCIA DE TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN VARIABLE

La incorporación masiva de grandes cantidades de tecnologías de generación variable (GV), como la generación eólica y solar, implica grandes cambios en la forma tradicional en que son operados los sistemas eléctricos de potencia, principalmente desde el punto de vista de la regulación de frecuencia. A medida que las tecnologías de GV aumentan, la práctica ha mostrado que los requerimientos de rampa del sistema y de reserva operativa también deben aumentar de forma de mantener los niveles de seguridad y calidad de suministro. Si a esto se le suma el hecho que las fuentes de GV van a ir desplazando a la generación convencional en el abastecimiento de la demanda, menores inercias sistémicas son esperables, y por ende, peor va a ser la respuesta del Control Primario y Secundario de Frecuencia (CPF y CSF, respectivamente). En este contexto, las técnicas actuales de cuantificación de reservas no cumplen los requerimientos dinámicos necesarios para asegurar el seguimiento de las rampas de la demanda neta minuto a minuto y la estabilidad de frecuencia, ya que no consideran restricciones técnicas de las unidades de generación. De esta forma, para lograr altos niveles de GV, manteniendo la seguridad, los sistemas eléctricos requieren incluir nuevas técnicas que aumenten la flexibilidad del sistema.

El objetivo del presente trabajo es proponer una nueva metodología de cálculo para la determinación de reservas de sistemas con altos niveles de GV que asegure el balance de potencia activa en operación normal (requerimientos de rampa) y la seguridad del sistema frente a desbalances entre carga y generación (requerimientos de inercia). La reserva de rampa se determina en base a un análisis estadístico de rampas de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos considerando todas las restricciones técnicas de las unidades de generación convencional. La reserva inercial se dimensiona en base a información histórica de fallas del parque generador de forma tal de determinar despachos de unidades generadoras que aseguren un mínimo de frecuencia permisible en el sistema durante contingencias. Para evaluar los efectos técnico/económicos de las reservas mencionadas anteriormente, se realizaron distintos predespachos de forma tal de comparar los costos operacionales del sistema considerando las reservas propuestas y las reservas secundarias dimensionadas de forma tradicional, tal cual como las determina el CDEC-SING.

En base a los resultados, las reservas secundarias dimensionadas de forma tradicional solamente permiten compensar en un porcentaje igual o mayor al 97% de los eventos de rampas de subida de la carga neta en ventanas de tiempo de 10 y 15 minutos durante un año. En cambio, la reservas de rampa de 5, 10 y 15 minutos aseguran la compensación del 97% de los eventos de rampas de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta en un año. Implementar las reservas de rampas en los predespachos no implica un aumento de los costos operacionales del sistema en comparación al caso base, pero sí una mayor seguridad en el seguimiento de la demanda. Con respecto a la reserva inercial, no permitir ninguna activación del EDAC en los despachos resulta infactible para el caso de estudio. Permitir solamente dos escalones del EDAC (frecuencia mínima de 48,9 Hz) implica un aumento considerable de los costos operacionales y la presencia de energía no suministrada. Sí en los despachos se permite hasta el sexto escalón del EDAC (criterio operacional del SING en sus despachos) no se observa una mayor diferencia en los costos operacionales con respecto al caso base.

# Agradecimientos

En primer lugar quisiera agradecer a mis padres Elizabeth Mardones y Luis Carrasco por el amor, apoyo incondicional, consejos y oportunidades que me han brindado. Por siempre haber inculcado en mí el valor del esfuerzo, perseverancia, y por sobre todo, superar los problemas con la frente en alto. A mis hermanas Andrea y Pamela por su cariño y apoyo durante todo estos años de universidad.

Agradezco a Valentina Bustos por brindarme amor, felicidad, tranquilidad, comprensión y relaxo durante los siete años que nos conocemos. Siempre has estado a mi lado, en las buenas y en las malas. Ojalá que se cumplan todos nuestros planes y sigamos siendo felices por mucho tiempo más.

Quiero agradecer a la profesora Claudia Rahmann por su apoyo y oportunidades brindadas durante mi estadía en el Departamento de Ingeniería Eléctrica. Por su interés y dedicación mostrado en el tema del presente trabajo.

También quisiera agradecer al Departamento de Sistemas Eléctricos del CDEC-SING por su apoyo y ganas de ayudar en el desarrollo de mi memoria, especialmente a Gretchen Zbinden, Johanna Monteiro y Eduardo Verdugo.

Por último, quisiera agradecer a mis amigos por todos los buenos momentos que hemos vivido juntos y que se repitan por muchos años más.

# TABLA DE CONTENIDO

---

<b>Capítulo 1 : Introducción .....</b>	<b>1</b>
1.1 Motivación .....	1
1.2 Alcance.....	3
1.3 Objetivos .....	3
1.3.1 Objetivo general .....	3
1.3.2 Objetivos específicos.....	3
1.4 Estructura de trabajo.....	4
<b>Capítulo 2 : Revisión bibliográfica .....</b>	<b>5</b>
2.1 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) .....	5
2.1.1 Estabilidad de frecuencia.....	5
2.1.1.1 Control de Frecuencia (CF).....	6
2.2 Inercia sistémica.....	8
2.2.1 Efecto de la inercia sistémica en las desviaciones de frecuencia .....	9
2.2.2 Respuesta inercial de la generación eólica y solar .....	9
2.2.2.1 Generación eólica.....	9
2.2.2.2 Generación solar.....	10
2.2.3 Reserva inercial .....	10
2.3 Rampas asociadas a la Generación Variable (GV) .....	10
2.3.1 Definición de rampas .....	11
2.4 Reservas de potencia en los SEP .....	13
2.4.1 Reserva de regulación ( <i>Regulating Reserve</i> ) [21] [24] [26] [27] [28] .....	15
2.4.2 Reserva de seguimiento de carga ( <i>Load Following Reserve</i> ) [21] [24] [26].....	16
2.4.3 Reserva de Contingencia ( <i>Contingency Reserve</i> ) [21] [24] [26] [29].....	17
2.4.4 Reserva de Rampa ( <i>Ramping Reserve</i> ) [21] [24] [26] .....	17
2.4.5 Reservas Suplementarias ( <i>Supplemental Reserve</i> ) [21] [24] [26].....	18
2.5 Flexibilidad en los SEP .....	18
2.5.1 Recursos de flexibilidad .....	19
2.5.2 Requerimientos de flexibilidad .....	20
2.5.3 Índices de flexibilidad .....	21
2.5.3.1 Frecuencia del sistema .....	21
2.5.3.2 Capacidad de rampa del sistema y demanda neta .....	21

---

2.5.3.3	Expectativa de recursos de rampas insuficientes (IRRE).....	22
2.6	Impactos de la energía solar y eólica [41].....	23
2.6.1	Efecto en la operación del sistema eléctrico .....	23
2.6.2	Impacto en las reservas de potencia activa.....	25
2.6.2.1	Impactos de la variabilidad.....	26
2.6.2.2	Impactos de la Incertidumbre .....	30
<b>Capítulo 3</b>	<b>: Metodología .....</b>	<b>31</b>
3.1	Bloque 1: Recopilación de datos.....	32
3.1.1	Precios combustibles SING 2018.....	32
3.1.2	Parque generador.....	32
3.1.3	Demanda SING .....	32
3.1.4	Generación eólica.....	33
3.1.5	Generación solar.....	34
3.1.6	Histórico de fallas de generación .....	35
3.2	Bloque 2: Obtención de casos críticos y determinación de reservas.....	36
3.2.1	Determinación de la demanda neta .....	36
3.2.2	Determinación de reservas .....	36
3.2.2.1	Reservas secundarias CDEC-SING (caso base).....	36
3.2.2.2	Reserva de rampa (caso 1).....	36
3.2.2.3	Determinación de criterios de reserva inercial (caso 2) .....	38
3.3	Bloque 3: Predespachos .....	39
<b>Capítulo 4</b>	<b>: Caso de Estudio .....</b>	<b>41</b>
4.1	Parque generador.....	41
4.2	Demanda neta SING 2018.....	42
4.3	Determinación de reservas .....	43
4.3.1	Reservas secundarias según CDEC-SING .....	43
4.3.2	Reservas de rampa.....	43
4.3.3	Reserva inercial .....	46
<b>Capítulo 5</b>	<b>: Resultados y Análisis .....</b>	<b>48</b>
5.1	Efectos de distintos tipos de reservas en el despacho.....	48
5.1.1	Caso base: Considerando reservas secundarias según CDEC-SING .....	48
5.1.1.1	Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta .....	54
5.1.2	Casos 1: Considerando reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos .....	57
5.1.3	Caso 2: Considerando restricciones de inercia.....	57
5.1.3.1	Caso 2a: Restricción de reserva inercial 1.....	58

---

---

5.1.3.1.1	Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta .....	63
5.1.3.2	Caso 2b: Restricción de reserva inercial 2 .....	65
5.1.4	Caso 3: Reserva de rampa de 5, 10 y 15 minutos más restricción de reserva inercial 1 .....	65
5.1.5	Caso 4: Reserva de rampa de 5, 10 y 15 minutos más restricción de reserva inercial 2 .....	69
5.1.6	Comparación de resultados .....	72
5.2	Análisis de resultados.....	76
<b>Capítulo 6</b>	<b>: Conclusiones .....</b>	<b>79</b>
<b>Bibliografía</b>	<b>: .....</b>	<b>81</b>
<b>Anexo A</b>	<b>: Datos centrales de generación.....</b>	<b>86</b>
A.1	Datos técnicos y económicos de las unidades de generación convencional considerados en el estudio.....	86
A.2	Datos de centrales GV consideradas en el caso de estudio .....	90
<b>Anexo B</b>	<b>: Resultados.....</b>	<b>91</b>
B.1	Caso base: Considerando reservas secundarias según CDEC-SING .....	91
B.1.1	Despacho en mínima demanda neta .....	91
B.2	Caso 1: Considerando reservas de rampas 5, 10 y 15 minutos .....	93
B.3	Caso 2.....	97
B.3.1	Caso 2a.....	97
B.3.1.1	Despacho en mínima demanda neta .....	98
B.3.2	Caso 2b.....	100
B.3.2.1	Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta .....	105

# ÍNDICE DE FIGURAS

---

Figura 1.1: Capacidad instalada ERNC al año 2014 [5] .....	2
Figura 1.2: Proyectos en evaluación ambiental por rango (número de proyectos) hasta octubre 2014 [5]....	2
Figura 2.1: Clasificación de Estabilidad en los SEP .....	5
Figura 2.2: Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una gran perturbación (salida de un bloque de generación).....	7
Figura 2.3: Respuesta de un parque eólico con y sin control de respuesta inercial [15] .....	10
Figura 2.4: Ejemplo de rampa de energía parametrizada .....	12
Figura 2.5: Generación eólica para el 21 de junio de 2008 en California, Estado Unidos [20] .....	12
Figura 2.6: Clasificación de reservas en base a su respuesta .....	13
Figura 2.7: Ejemplo del cambio de la carga o demanda neta debido a la incorporación de las fuentes ERNC de generación variable.....	23
Figura 2.8: Aumento en el número de encendidos anuales de las unidades de carbón y de ciclo combinado a medida que aumenta la penetración eólica [46] .....	24
Figura 2.9: Número de horas donde las unidades de carbón y de ciclo combinado aumentaron o disminuyeron severamente su generación [46] .....	25
Figura 2.10: Ejemplo de variabilidad e incertidumbre en la generación eólica y solar [42].....	25
Figura 2.11: Fenómeno de la disminución de la variabilidad cuando se agrupan los módulos de una planta fotovoltaica [49] .....	27
Figura 2.12: Variabilidad de la irradiación solar considerando 1 y 16 plantas fotovoltaicas agregadas [49] .....	27
Figura 2.13: Estimación de la generación eólica en Calama para el 4 de enero y 4 de octubre de 2010 .....	28
Figura 2.14: Resultados del estudio de variabilidad de la generación eólica en Estados Unidos para diferentes duraciones de rampas comparándolos con la variación de la demanda en la misma escala [47].....	29
Figura 2.15: Disminución de la variabilidad al agregar varias turbinas eólicas dentro de una misma planta [50] .....	30
Figura 3.1: Metodología de trabajo .....	32
Figura 3.2: Estaciones meteorológicas de medición de viento.....	34
Figura 3.3: Estaciones meteorológicas de medición de radiación solar .....	35
Figura 3.4: Análisis estadístico de la demanda neta para una ventana de tiempo de 30 minutos .....	37
Figura 3.5: Esquema de los distintos casos de análisis a considerar .....	40
Figura 4.1: Matriz energética del SING 2018 .....	41
Figura 4.2: Demanda neta del SING para el año 2018.....	43
Figura 4.3: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos .....	44
Figura 4.4: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos .....	45
Figura 4.5: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos .....	45
Figura 4.6: Máxima desviación de frecuencia versus monto de desconexión 2007 - 2013 .....	47
Figura 5.1: Generación y costos operacionales del predespacho para el caso base .....	49
Figura 5.2: Evolución temporal del costo marginal en la barra Crucero 220 - Caso base .....	50
Figura 5.3: Costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso base.....	51

---

Figura 5.4: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos - caso base.....	52
Figura 5.5: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso base.....	53
Figura 5.6: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos - caso base.....	53
Figura 5.7: Incumplimiento de reserva inercial de 1 (a) y 2 (b) - caso base .....	54
Figura 5.8: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso base.....	55
Figura 5.9: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso base.....	56
Figura 5.10: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso base.....	56
Figura 5.11: Generación y costos operacionales para el caso 2a .....	58
Figura 5.12: Generación, demanda y costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 2a .....	59
Figura 5.13: Costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso 2 <sup>a</sup> .....	60
Figura 5.14: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos – caso 2a .....	61
Figura 5.15: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso 2a.....	62
Figura 5.16: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos – caso 2 <sup>a</sup> .....	62
Figura 5.17: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso 2a .....	64
Figura 5.18: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso 2a .....	64
Figura 5.19: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso 2a .....	65
Figura 5.20: Generación y costos operacionales para el caso 3 .....	66
Figura 5.21: Generación, demanda y costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 3 .....	67
Figura 5.22: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 3.....	68
Figura 5.23: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 3.....	69
Figura 5.24: Generación y costos operacionales del unit commitment para el caso 4 .....	70
Figura 5.25: Evolución del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 4 .....	70
Figura 5.26: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 4.....	71
Figura 5.27: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 4.....	71
Figura 5.28: Comparación de costos operacionales de los distintos casos analizados.....	73
Figura 5.29: Valores promedios y desviaciones estándar del costo marginal en la barra de referencia del sistema para los distintos casos analizados .....	73
Figura 5.30: Cantidad de veces en que el sistema no tiene suficientes reservas para compensar las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos .....	74
Figura 5.31: Porcentaje del año de cumplimiento de los requerimientos de seguimiento de las variaciones de subida de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.....	75
Figura 5.32: Porcentaje del año de cumplimiento de los requerimientos de seguimiento de las variaciones de bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.....	75
Figura 5.33: Cantidad de veces de incumplimiento de las restricciones de reserva inercial.....	76

---



---

Figura B.1: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de GV para el caso base .....	91
Figura B.2: Generación y costos operacionales para el caso 1.....	93
Figura B.3: Evolución temporal del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 1.....	94
Figura B.4: Provisión de reservas de rampa y potencia no despachada de las fuentes de GV para el caso 1 .....	95
Figura B.5: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 1 .....	95
Figura B.6: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 1 .....	96
Figura B.7: Incumplimiento de la restricción de reserva inercial 1 (a) y 2 (b) - caso 1 .....	97
Figura B.8: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de GV en el unit commitment para el caso 2 <sup>a</sup> .....	98
Figura B.9: Generación y costos operacionales para el caso 2b.....	100
Figura B.10: Evolución del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 2b.....	101
Figura B.11: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de generación variable para el caso 2b.....	102
Figura B.12: Costo de proveer un MW adicional de reserva en giro para el caso 2b .....	102
Figura B.13: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos - caso 2b.....	103
Figura B.14: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso 2b.....	104
Figura B.15: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos - caso 2b.....	104
Figura B.16: Incumplimiento de restricción de reserva inercial 1 - caso 2b.....	105
Figura B.17: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso 2b.....	107
Figura B.18: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso 2b.....	108
Figura B.19: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso 2b.....	108

# ÍNDICE DE TABLAS

---

Tabla 2.1: Valores típicos de la constante de inercia (H) de los generadores convencionales.....	7
Tabla 2.2: Resumen de los tipos de reservas [24] .....	14
Tabla 2.3: Características principales de los 5 tipos generales de reservas.....	15
Tabla 3.1: Precios de combustibles SING 2014 - 2018 .....	32
Tabla 3.2: Características principales del aerogenerador V90 3MW .....	34
Tabla 4.1: Capacidad instalada por tecnologías del parque generador del SING 2018 .....	41
Tabla 4.2: Capacidad instalada de nuevos proyectos de generación convencional 2014 - 2018 .....	42
Tabla 4.3: Reservas secundarias según CDEC-SING al año 2018 .....	43
Tabla 4.4: Requerimientos de reservas de rampa ante distintas ventanas de tiempo (caso 1) .....	46
Tabla 5.1: Generación de energía y costos operacionales del caso base.....	49
Tabla 5.2: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas en giro para el caso base.....	51
Tabla 5.3: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso base.....	54
Tabla 5.4: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para caso 2a .....	59
Tabla 5.5: Energía no suministrada para el caso 2a .....	60
Tabla 5.6: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 15 minutos para el caso 2a .....	60
Tabla 5.7: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso 2a.....	63
Tabla 5.8: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 3 .....	66
Tabla 5.9: Energía no suministrada para el caso 3.....	67
Tabla 5.10: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 3.....	68
Tabla 5.11: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 4 .....	69
Tabla 5.12: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 4.....	72
Tabla A.1: Datos técnicos de las unidades de generación convencional - SING 2018.....	86
Tabla A.2: Costos y participación en la provisión de reservas (Sí; No) de las centrales convencionales - SING 2018 .....	88
Tabla A.3: Capacidad instalada, costo variable no combustible (CVNC) y barra de conexión de las centrales solares y eólicas consideradas al año 2018 .....	90
Tabla B.1: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso base) .....	92
Tabla B.2: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el despacho que satisface la mínima demanda neta - caso base.....	92
Tabla B.3: Generación de energía y costos operacionales del caso 1 .....	94
Tabla B.4: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 1 .....	96
Tabla B.5: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso 2a).....	98
Tabla B.6: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el despacho que satisface la mínima demanda neta – caso 2a .....	99

Tabla B.7: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 2b.....100

Tabla 5.B.8: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 15 minutos para el caso 2b.103

Tabla B.9: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso 2b).....105

Tabla B.10: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el worst-case – caso 2b.....106

Tabla B.11: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso 2b.....106

# Capítulo 1 : Introducción

---

## 1.1 Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia han sido diseñados y operados de modo que la generación satisfaga a la demanda en todo momento y bajo diferentes condiciones operacionales. Patrones diarios, semanales, mensuales y anuales de la demanda (amanecer, horarios laborales, atardecer, temporadas del año, entre otros) ayudan a los operadores de los sistemas a predecir su comportamiento e implementar medidas de control con antelación para asegurar la estabilidad del sistema en condiciones normales. Sin embargo, en la última década se ha visto un importante aumento en la participación de las fuentes de generación variable (GV), tales como la energía solar y eólica, en la matriz energética de los sistemas eléctricos (debido a presiones medioambientales, continuas alzas de los precios de los combustibles fósiles, políticas públicas, entre otros factores), provocando un incremento en la variabilidad e incertidumbre que deben enfrentar los operadores, y por ende, dificultando el balance entre generación y demanda. Una característica común de las fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) variables es que sus inyecciones de potencia están determinadas por las condiciones climáticas, y consecuentemente, difíciles de predecir en el mediano y largo plazo [1] [2] [3].

La forma tradicional de operar los sistemas con penetración de generación ERNC es darles una mayor prioridad en el despacho que los generadores convencionales, y luego, despachar estos últimos. Sin embargo, frente a una alta penetración de fuentes de GV, las consecuencias de despachar toda la energía ERNC disponible pueden ser variadas y diferentes en los sistemas eléctricos. Los límites de transmisión pueden causar problemas significativos en la incorporación de las inyecciones de las fuentes solares y eólicas a los centros de consumo; mayores requerimientos de las reservas operativas<sup>1</sup> para compensar la variabilidad e incertidumbre de dichos recursos; o bien, si todas las unidades de generación convencional son despachadas a mínimo técnico, el sistema no podrá seguir los cambios de la demanda neta (demanda del sistema menos las inyecciones ERNC) ante un aumento de la generación ERNC, provocando problemas de estabilidad de frecuencia [2]. Luego, si las fuentes de GV van desplazando a los generadores convencionales que brindan reservas y participan en el Control de Frecuencia (CF), peor va a ser la respuesta del Control Primario y Secundario de Frecuencia (CPF y CSF, respectivamente) debido a la disminución de la inercia sistémica, menor número de generadores con respuesta del gobernador participando en el CPF y menores tasas de toma/bajada de carga; causando que la operación del sistema sea más crítica. Es por esta razón que se ha abierto un enorme campo de investigación y desarrollo para dimensionar realmente cuales son los requerimientos necesarios en los SEP, tales como generadores flexibles (definidos como aquellos que presentan altas tasas de toma/bajada de carga, bajos mínimos técnicos y bajos tiempos mínimos de operación), sistemas de almacenamiento y sistemas de gestión de demanda; para asegurar la correcta integración de dichas fuentes de generación, y por ende, asegurar el balance entre generación y demanda.

Particularmente en Chile, en los últimos años se ha visto un importante aumento de las tecnologías ERNC (ver Figura 1.1) debido a que cuenta con el desierto más soleado de la tierra, costas con fuertes vientos y limitado suministro de combustibles fósiles, principalmente en la zona norte del país, convirtiendo a Chile en uno de los mejores lugares del mundo para las energías renovables [4]. Según el Centro de Energías Renovables (CER) del Ministerio de Energía, la matriz energética del país (Sistema Interconectado Central,

---

<sup>1</sup> Reservas de potencia activa u otro tipo que puedan ser usadas en diferentes ventanas de tiempo.

SIC, más el Sistema Interconectado del Norte Grande, SING) cuenta con una capacidad instalada ERNC de 1.803 MW a octubre del 2014 (ver Figura 1.2) y la cartera de proyectos con resolución de calificación ambiental (RCA) aprobada alcanza los 14.279 MW, en donde aproximadamente el 90% corresponde a las tecnologías solares y eólicas [5]. Es por esta razón que ha surgido la necesidad de evaluar el real impacto que van a tener este tipo de energías en la operación del sistema eléctrico chileno, específicamente en el SING, ya que cuenta es un sistema de menor tamaño, puramente térmico, unidades de respuesta lenta y altos mínimos técnicos.

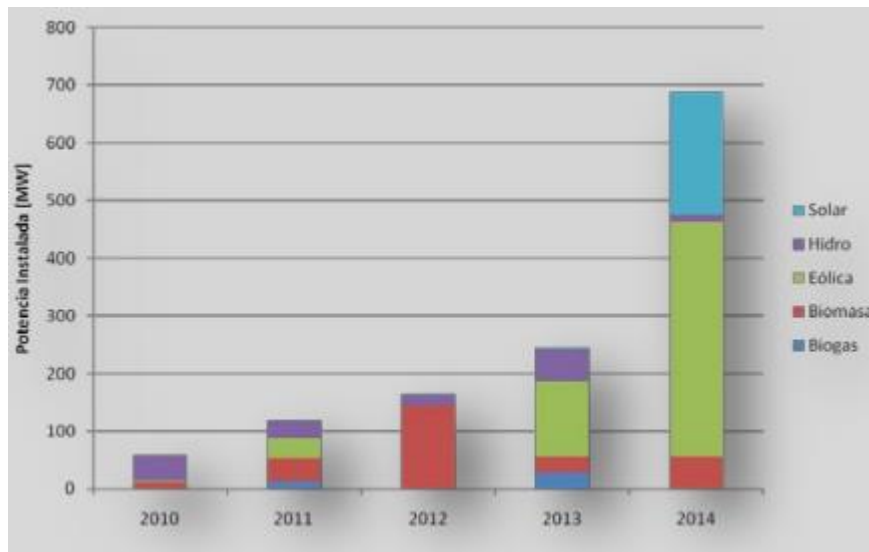


Figura 1.1: Capacidad instalada ERNC al año 2014 [5]

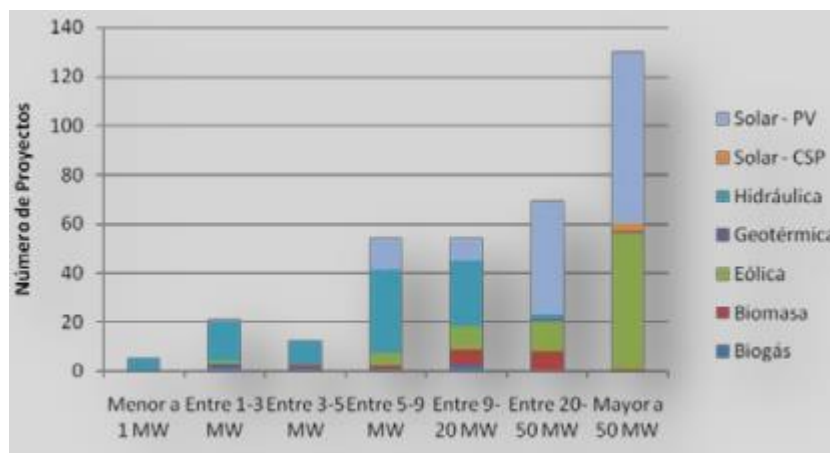


Figura 1.2: Proyectos en evaluación ambiental por rango (número de proyectos) hasta octubre 2014 [5]

Este trabajo se realiza de forma conjunta con el Centro Económico de Despacho de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CDEC-SING) en la determinación de los requerimientos de reservas que debe tener el SING al año 2018 de forma tal de asegurar el balance entre generación y demanda ante un escenario futuro de alta penetración de las fuentes solares y eólicas.

## 1.2 Alcance

- Solamente se centra en la determinación de reservas en lo que respecta al seguimiento de carga (reservas en giro y tasas de toma/bajada de carga) y respuesta inercial del sistema. No se hace mayor análisis a otro tipo de reservas requeridas en la operación del sistema eléctrico.
- El escenario considerado al año 2018, supone la implementación del Automatic Control Generation (AGC) en todas las unidades térmicas a carbón y GNL, y por ende, participan en el seguimiento de la demanda.
- Los predespachos realizados en el presente trabajo consideran con detalle todas las restricciones asociadas a las unidades de generación convencional y al sistema de transmisión que se les impone en los predespachos que diariamente realiza el CDEC-SING en la operación del sistema; con la excepción de que no se consideran limitaciones de combustibles fósiles.
- No se considera que las plantas de generación variable incluidas en el caso de estudio realicen aporte inercial al sistema, ni que participen en el control primario y secundario de frecuencia.
- Se desprecian factores que afecten al rendimiento de los paneles solares y turbinas eólicas en la producción de energía, tales como interacciones entre las turbinas dentro de un parque eólico, efecto de la temperatura de operación sobre el rendimiento de los paneles solares, entre otros.
- Se permite la presencia de vertimiento de las energías de las fuentes de GV en los despachos.

## 1.3 Objetivos

### 1.3.1 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es proponer una nueva metodología en la determinación de reservas que incluyan de manera explícita los efectos de la GV en la operación y la influencia que éstas tienen sobre los costos operacionales del SEP. La metodología propone reservas secundarias en base a requerimientos de rampas, tanto de la demanda neta como de las unidades de generación convencional, además de la introducción de un nuevo tipo de reserva llamada “reserva inercial”, relacionada con el desempeño dinámico del sistema desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia.

### 1.3.2 Objetivos específicos

Los objetivos específicos del presente trabajo son:

1. Definir un escenario plausible de penetración de las fuentes GV en el SING al año 2018.
2. Determinar las reservas secundarias e inerciales frente al escenario de penetración de las fuentes GV considerado.
3. Creación de metodología para la determinación de un tipo de reserva secundaria llamada reserva de rampa, además de la reserva inercial, que cumplan los requerimientos dinámicos exigidos por la demanda neta considerada en el presente trabajo.
4. Comparar económicamente los costos operacionales de los predespachos de 5 días bajo las distintas restricciones de reservas propuestas (reservas secundarias e inerciales).

5. Verificación del cumplimiento de los requerimientos de rampa de la demanda neta durante los cinco días en que se realiza el predespacho con la restricción de reserva secundaria calculada en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING en sus despachos diarios. Es decir, se identifica la cantidad de veces en que el parque generador en un instante cualquiera tenga la suficiente flexibilidad para desplegar sus reservas, de tal forma de compensar las rampas de subida y bajada de la demanda neta.

## 1.4 Estructura de trabajo

El presente trabajo está estructurado en 8 capítulos, los cuales serán explicados a continuación.

El capítulo 2 contiene la revisión bibliográfica sobre los temas relacionados a la estabilidad, reservas, flexibilidad en SEP y generación variable. En la sección 2.1 se presenta la definición de estabilidad en los SEP, específicamente lo que tiene que ver con la estabilidad de frecuencia hasta los mecanismos de control que existen hoy en día y la respuesta inercial. En la sección 2.2 se introduce el tema de la inercia sistémica y su influencia en las caídas de frecuencia, respuesta inercial de la generación solar y eólica, y además, de la introducción de un nuevo tipo de reservas existente hoy en día en la literatura internacional llamada reserva inercial. En la sección 2.3 se definen los eventos de rampas en las inyecciones de potencia de las fuentes de GV. En la sección 2.4 se presentan cinco definiciones generales de reservas existentes en la literatura internacional, mencionando su función y tiempos de respuesta. En la sección 2.5 se introduce el concepto de flexibilidad en los sistemas eléctricos, mencionando que es y quienes la proveen, quienes la demandan y algunos índices de flexibilidad que se mencionan en la literatura internacional. Por último, En la sección 2.6 se detalla los efectos que causan la incorporación de las fuentes de energías solares y eólicas en lo que respecta a las reservas de potencia activa y a la operación del sistema.

En el capítulo 3 se presenta la metodología utilizada para la determinación y verificación de los requerimientos de reservas ante GV.

En el capítulo 4 se expone el caso de estudio considerado para la evaluación de los requerimientos de reservas, indicando matriz en energética, penetración ERNC, detallando la capacidad instalada de cada planta, demanda considerada y parque convencional para el año de estudio.

En el capítulo 5 se muestran los resultados y análisis de los distintos predespachos realizados en base a las restricciones de reservas consideradas.

Finalmente, en el capítulo 6, 7 y 8 se exponen las conclusiones del presente trabajo, bibliografía y anexos respectivamente.

# Capítulo 2 : Revisión bibliográfica

## 2.1 Estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP)

La estabilidad puede definirse, en términos amplios, como la capacidad de un determinado sistema de evolucionar a una condición de equilibrio cuando ocurren cambios o perturbaciones en sus entradas, en las condiciones iniciales o en los parámetros que afectan su dinámica. Por lo tanto, la estabilidad de un sistema está relacionada con su evolución en el tiempo a partir de una condición de equilibrio [6].

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP), la estabilidad está relacionada con la evolución de los ángulos de los rotores de las unidades de generación, frecuencia y tensiones en las barras del sistema (Estabilidad Angular, Frecuencia y de Tensión respectivamente). En operación normal (régimen permanente) el sistema eléctrico debe mantenerse dentro de rangos de tolerancia preestablecidos en torno a sus valores nominales, tanto en frecuencia como voltaje y no superar el ángulo del rotor máximo de cada una de las unidades de generación. En los estudios de estabilidad se analiza el comportamiento de las variables anteriormente mencionadas a lo largo del tiempo frente a perturbaciones. En la Figura 2.1 se muestra la clasificación de la estabilidad en los SEP.

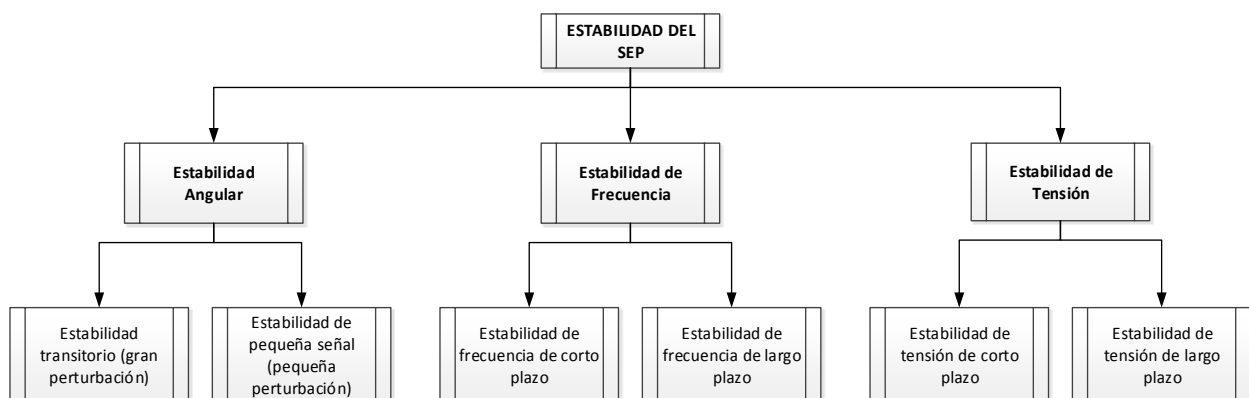


Figura 2.1: Clasificación de Estabilidad en los SEP

A continuación solamente se detallará la Estabilidad de Frecuencia debido a que el tema de este trabajo es como afecta la inserción de las tecnologías de generación variable en las, lo cual tiene directa relación con la dinámica de la frecuencia del sistema.

### 2.1.1 Estabilidad de frecuencia

La frecuencia de un SEP depende directamente del balance de potencia activa y teóricamente es igual en todo el sistema; por lo que cambios en la demanda en un punto, provoca un cambio en la frecuencia a lo largo de toda la red eléctrica. Por lo tanto, la estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad de un SEP de mantener el balance de potencia activa entre la generación y la demanda, en todo momento, con el fin de que la frecuencia se mantenga en torno a su valor nominal [7], y se divide en estabilidad de corto y largo plazo (ver Figura 2.1).



La estabilidad de frecuencia de corto plazo está directamente relacionada con los cambios bruscos de demanda o desconexiones intempestivas de unidades generadoras, lo que puede causar inestabilidad debido a oscilaciones no amortiguadas y derivar en desconexiones de grandes bloques de generación o carga. En cambio, la estabilidad de frecuencia de largo plazo es provocada por descoordinación de protecciones y de elementos de control, o falta de reserva de potencia activa (reserva operativa) en el sistema para realizar el control secundario de frecuencia y así restablecer el equilibrio [8].

### **2.1.1.1 Control de Frecuencia (CF)**

Debido a los cambios constantes en la generación y demanda del sistema (ya sea por operación normal o debido a perturbaciones) surge la necesidad de un CF para lograr que dicha variable se mantenga dentro de su banda de tolerancia aceptable y mantenerse así en un equilibrio estable.

La potencia generada por cada unidad de generación debe no sólo atender a los requerimientos de frecuencia, sino que también debe cumplir compromisos adoptados en el mercado eléctrico. Estos compromisos se refieren tanto a la producción de cada planta como al intercambio de potencia activa entre áreas de control vecinas, las cuales son programadas con antelación, y cada área debe disponer de las suficientes reservas de potencia para hacer frente a posibles desequilibrios entre generación y demanda. Por lo tanto, el CF debe conseguir:

- a. Mantener el equilibrio de potencia activa entre generación y demanda.
- b. Mantener la frecuencia de referencia en todo el sistema.
- c. Cumplir con las potencias pactadas entre áreas vecinas, en el caso de sistema interconectados de dos o más áreas.
- d. Mantener suficiente potencia activa de reserva.

Para cumplir los puntos mencionados anteriormente, el CF se organiza en tres niveles: control primario, secundario y terciario de frecuencia; en donde cada uno de los niveles opera en una ventana de tiempo y presentan características distintas. Además de los tres mecanismos, existe una respuesta natural del sistema que evita que la frecuencia descienda bruscamente inmediatamente después de ocurrida una contingencia, llamada respuesta inercial del sistema. En la Figura 2.2 se muestra la evolución de la frecuencia de un SEP ante el desprendimiento de un bloque de generación (gran perturbación), en donde se destacan los tiempos de actuación aproximados de los tres mecanismos de CF, incluida la respuesta inercial.

A continuación, desde el punto (a) hasta el (d) se describen los distintos mecanismos de regulación de frecuencia existentes hoy en día.

#### **a) Respuesta inercial**

La respuesta inercial corresponde al periodo transitorio inmediatamente después de ocurrida la contingencia, en donde se produce un descenso abrupto de la frecuencia debido a que existe una insuficiencia de generación de potencia activa y el sistema no puede satisfacer la demanda. Dicha falta de energía es compensada inicialmente con parte de la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores convencionales, llevando a una disminución en sus velocidades de rotación (de magnitud dependiente de la constante de inercia de cada máquina), y en consecuencia, la frecuencia del sistema. Por lo tanto, la inercia del sistema limita la tasa de decaimiento de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrida

la contingencia (3 a 5 segundos, ver Figura 2.2). Así, mientras mayor es la inercia del SEP, menor es la caída que experimenta la frecuencia, y viceversa [7].

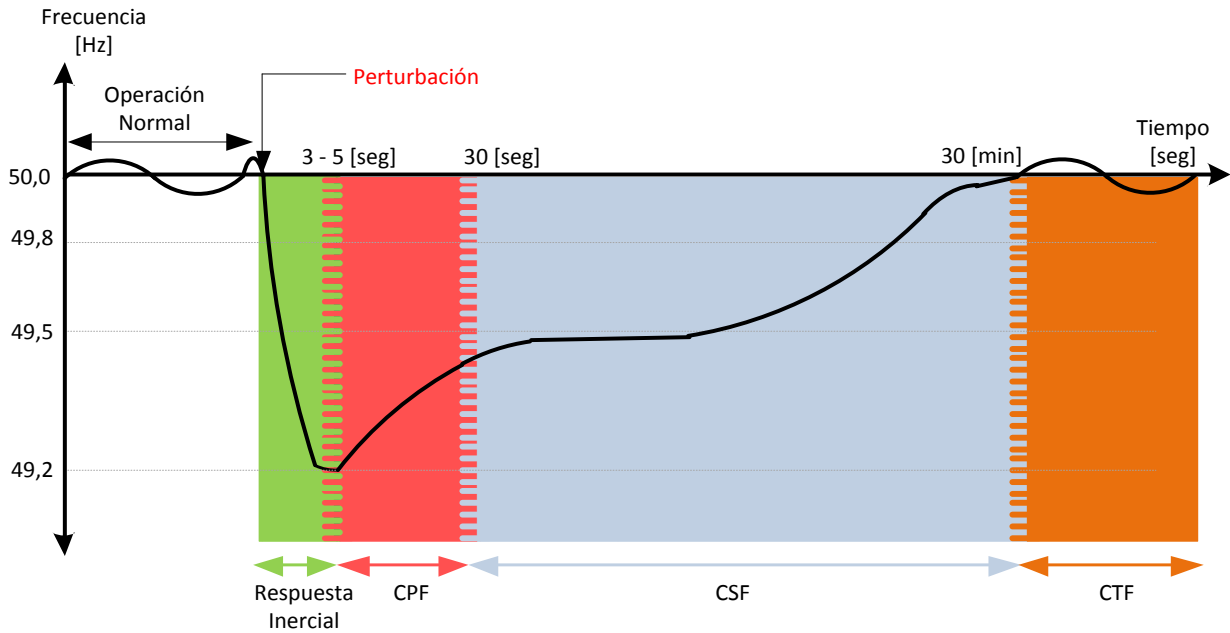


Figura 2.2: Respuesta de la frecuencia de un SEP ante una gran perturbación (salida de un bloque de generación)

La constante de inercia ( $H$ ) de los generadores convencionales da una medida de cuánto tiempo (segundos) puede inyectar potencia activa nominal o la pactada en el predespacho utilizando únicamente la energía almacenada en sus partes rotatorias. Es proporcional a las masas rotatorias de las turbinas y del eje del rotor de los generadores. En la Tabla 2.1 se presentan algunos valores típicos para diferentes unidades de generación en  $MWs/MVA$  nominal, los cuales representan la inercia combinada del generador más turbina [9].

Luego de este breve periodo de tiempo de algunos segundos, los controladores de los generadores síncronos responden a la perturbación aumentando su potencia de salida para restaurar el balance de carga – generación.

Tabla 2.1: Valores típicos de la constante de inercia ( $H$ ) de los generadores convencionales

	Unidades térmicas		Unidades hidráulicas
	3600 $\frac{r}{min}$ y 2 polos	1800 $\frac{r}{min}$ y 4 polos	
$H$ [s]	2,5 a 6,0	4,0 a 10,0	2,0 a 4,0

**b) Control Primario de Frecuencia (CPF)**

Este mecanismo de control, corresponde al periodo en donde los reguladores de velocidad de las máquinas de generación convencionales empiezan a operar para restaurar el balance entre generación y demanda de potencia activa. Se inicia en la parte final de la respuesta inercial, es decir, 3 a 5 segundos después de la perturbación hasta los 30 segundos aproximadamente (ver Figura 2.2). El CPF actúa en forma local en cada generador atendiendo a la velocidad de giro del eje del rotor. La rapidez de este mecanismo está limitada

por la propia inercia de las máquinas convencionales. Cabe destacar que esta respuesta la brindan los generadores sincronizados con la red y que la frecuencia del sistema no es restaurada a su valor nominal debido a que este mecanismo de control presenta error en régimen permanente.

**c) Control Secundario de Frecuencia (CSF)**

El control secundario de frecuencia corresponde al periodo en el cual se elimina el error en régimen permanente dejado por el CPF, es decir, lleva a la frecuencia del sistema a su valor nominal, restaura los flujos de potencia programados (en el caso de un sistema con dos o más áreas de control) y abarca una ventana de tiempo entre 30 segundos y 30 minutos aproximadamente (ver Figura 2.2). Esto se logra debido a que se modifican las consignas de potencia de las unidades generadoras. El CSF puede efectuarse de forma automática a través de lazos de control sobre la referencia de potencia de las máquinas (*Automatic Generation Control*, AGC) o de forma manual [7].

Cabe destacar que este tipo de control debe realizarse de forma centralizada, ya que en caso contrario, los generadores síncronos del sistema competirían entre sí para alcanzar la frecuencia de referencia y el sistema de control sería inestable. Por lo que existe un único lazo de regulación, situado en un centro de control, que mide la frecuencia y, en base a la medición, emite a todas las unidades que participan en el CSF las consignas de variación de generación.

**d) Control Terciario de Frecuencia (CTF)**

El control terciario de frecuencia tiene por objetivo redistribuir las consignas de potencias de las unidades de generación, cuando se opera fuera del mínimo costo, es decir, restaura el óptimo técnico – económico del sistema; y además, sirve para volver a recuperar las reservas de potencia activa utilizadas en los dos procesos anteriores para que el sistema esté preparado para una próxima contingencia. Actúa desde los 30 minutos después de ocurrida la contingencia hasta varios minutos, e incluso horas, y pueden actuar generadores que están o no sincronizados con la red.

## 2.2 Inercia sistémica

Durante la última época, la respuesta inercial en algunos sistemas eléctricos ha ido cambiando progresivamente, generalmente empeorando, debido al aumento de la participación de las fuentes de generación variable conectada vía convertidor (solar y eólica), las cuales no aportan inercia ni reserva para el CF. A medida que este tipo de tecnologías reemplace la generación convencional, la inercia del sistema y la respuesta del CPF van a ir deteriorándose acorde a la participación en las inyecciones de potencia activa de estas ERNC [10] [11], y por ende, podría haber más problemas de estabilidad de frecuencia. La inercia del sistema se define en la ecuación ( 2.1 ) [12].

$$H_{sistema} = \frac{\sum_{i=1}^n H_i \cdot S_i}{\sum_{i=1}^n S_i} \tag{2.1}$$

Donde,

- $H_i$  : Constante de inercia del generador  $i$ .
- $S_i$  : Capacidad nominal MVA del generador  $i$ .
- $n$  : Cantidad de generadores en el sistema.

## 2.2.1 Efecto de la inercia sistémica en las desviaciones de frecuencia

Los cambios de la frecuencia debido a la pérdida de potencia activa (desprendimientos de grandes consumos o de una o varias unidades de generación) está relacionada con la inercia sistémica mediante la ecuación (2.2) [10].

$$\frac{d\bar{f}}{dt} = \frac{-\Delta P \cdot f_{ref}}{2 \cdot \sum_{i=1}^n H_i} \quad (2.2)$$

Donde  $\Delta P$  es la variación de potencia activa,  $f_{ref}$  la frecuencia de referencia del sistema y la sumatoria del denominador de la expresión anterior es la inercia sistémica total normalizada en la potencia base del sistema (MVA), en segundos. Por lo tanto, si las fuentes de generación variable van desplazando las inyecciones de potencia de los generadores convencionales, la inercia sistémica va a ser menor, y en consecuencia, las variaciones de la frecuencia inmediatamente ocurrida una perturbación van a ser mayores.

## 2.2.2 Respuesta inercial de la generación eólica y solar

### 2.2.2.1 Generación eólica

La participación de la generación eólica en la matriz energética de los sistemas eléctricos ha aumentado considerablemente en la última década, utilizando principalmente generadores eólicos de velocidad variable debido a su capacidad de capturar la mayor cantidad de energía del viento a diferentes velocidades de rotación de las aspas de la turbina eólica, mejorando considerablemente la eficiencia de transformación de energía [11], provocando una reducción de la inercia sistémica, tal como se mencionó en la sección anterior. La razón por la cual las turbinas eólicas de velocidad variable no aportan respuesta inercial al sistema es a causa del diseño del sistema de control, ya que el rotor está desacoplado con el estator para lograr precisamente el punto de máxima potencia extraíble del viento, pero al mismo tiempo las estrategias de control hacen que el generador eólico sea insensible ante perturbaciones en la red. En otras palabras, la inercia de los generadores eólicos de velocidad variable es ocultada de la red por los sistemas de control. Sin embargo, la inercia de las aspas se puede recuperar agregando un lazo de control adicional que ejerza un torque de frenado sobre la máquina cuando la frecuencia del sistema disminuya. De esta manera, la energía cinética almacenada en las aspas de las turbinas puede ser transformada y liberada a la red. El lazo adicional de control se detalla en [13] y [14], y en muchas ocasiones también se agrega un lazo suplementario para asistir en el CPF.

La respuesta inercial de este tipo de turbinas puede brindarla para casi todos los puntos de operación, pero dependiendo de ello, la potencia de salida puede exceder la potencia nominal durante la respuesta inercial, y si es durante un gran tiempo, la máquina se puede incluso desconectar. Por otro lado, la magnitud va a depender de la reducción de velocidad de rotación de las aspas (punto de operación), la inercia de la turbina y la duración de la respuesta. En la Figura 2.3 se muestra la evolución de la frecuencia de un parque eólico con y sin control de respuesta inercial inmediatamente ocurrida una perturbación en el sistema [15].

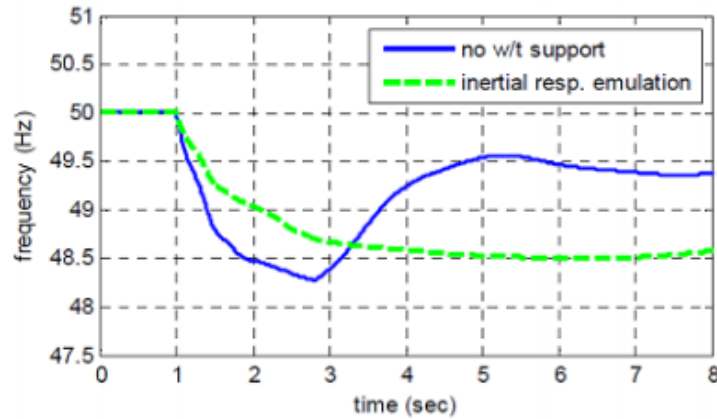


Figura 2.3: Respuesta de un parque eólico con y sin control de respuesta inercial [15]

### 2.2.2.2 Generación solar

Como en la generación solar no existen partes rotatorias donde se pueda almacenar energía cinética, no pueden proveer una respuesta inercial al sistema. Sin embargo, en las plantas solares conectadas vía convertidores existe una forma de emular una respuesta inercial mediante la implementación de sistemas de control, específicamente mediante un control *deloaded* y *droop*, gracias a los rápidos tiempos de actuación del convertidor, que están dentro del margen de tiempo en que las otras centrales convencionales realizan su aporte inercial [16].

El control *deloaded* opera sobre la curva *PV* de los paneles fotovoltaicos forzándolos a operar en un punto subóptimo, dejando cierta porción de potencia activa como reserva de rápida actuación, de manera para participar en la regulación de frecuencia, y el control *droop* es el que permite cambios en la potencia de salida del generador proporcionales a la desviación de frecuencia del sistema.

### 2.2.3 Reserva inercial

A medida que las fuentes de generación variable vayan desplazando a las unidades de generación convencional en el abastecimiento de la demanda, la inercia sistémica va a ir reduciéndose, y por ende, se experimentarían mayores caídas de frecuencias ante un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación. Es por esta razón, se propone definir un nuevo tipo de reserva llamada “reserva inercial”, con el fin de solventar el problema mencionado anteriormente. Esta reserva tiene que ver con definir a priori un número mínimo de unidades de generación convencional que deben estar sincronizadas y despachadas ante un pronóstico de generación ERNC para que el sistema tenga la suficiente inercia para amortiguar la caída de la frecuencia ante el desprendimiento de un bloque de generación [10] [11] [17] [18].

## 2.3 Rampas asociadas a la Generación Variable (GV)

A medida que la generación en base a energía eólica y solar aumenta, es esperable un incremento de los requerimientos de rampas del sistema y de reserva operativa, como también un mayor ciclaje de las unidades térmicas; creando la posibilidad de nuevos productos de mercados como por ejemplo seguimiento de carga (o rampeo) y reserva de respuesta lenta ante contingencias. El seguimiento de rampa se obtiene como una respuesta económica de los generadores, pero si la capacidad de las unidades marginales es insuficiente para

seguir la carga, generación adicional debe agregarse (unidades de generación a diésel), distorsionando el precio marginal de la energía y justificando la necesidad de crear un producto “seguimiento de rampa” en los mercados eléctricos [19]. Además, la intermitencia natural de las fuentes GV pueden ser difíciles de manejar y conllevar a importantes desbalances entre generación y demanda [20], implicando nuevos y grandes desafíos a los operadores para asegurar la estabilidad del sistema eléctrico. Por otro lado, el mínimo valor de la demanda neta es menor que el mínimo valor de la demanda, lo cual puede complicar al sistema cuando las máquinas bases no pueden disminuir sus niveles de generación, implicando recortes en la generación renovable.

Por lo tanto, de acuerdo a lo anteriormente expuesto, es necesario identificar los eventos de rampas en el pronóstico de la demanda neta para que los operadores de los sistemas eléctricos tengan suficiente tiempo para implementar las medidas necesarias en los despachos y asegurar el balance de potencia activa en todo momento.

### 2.3.1 Definición de rampas

Generalmente de forma gráfica es fácil identificar visualmente los eventos de rampas. Sin embargo, no existe un método estándar en cual tales eventos sean determinados matemáticamente debido a que hay diferentes maneras de interpretar un aumento o disminución de la energía generada en un periodo corto de tiempo. Como regla general, todas las definiciones consideran que las rampas son grandes oscilaciones positivas o negativas en la producción de energía dentro de una corta ventana de tiempo. A continuación se presentan dos definiciones de eventos de rampas de acuerdo a [20]:

1. **Definición de rampa 1:** Un evento de rampa ocurre si la magnitud que aumenta o disminuye en la generación en un intervalo de tiempo  $\Delta T$  es mayor que un umbral definido previamente ( $P_\theta$ ).

$$R: |P(t + \Delta T) - P(t)| > P_\theta \quad (2.3)$$

2. **Definición de rampa 2:** La definición anterior solamente se centra en el inicio y final del intervalo de tiempo considerado, por lo cual puede omitir eventos de rampas si se producen entre los dos extremos, aunque los extremos por ellos mismos pueden no exhibir un gran cambio en la magnitud de la energía generada. Es por esta razón, que esta definición considera el mínimo y máximo valor de generación entre los extremos del intervalo de tiempo considerado (incluyéndolos).

$$R: \max(P[t, t + \Delta T]) - \min(P[t, t + \Delta T]) > P_\theta \quad (2.4)$$

El intervalo de tiempo ( $\Delta T$ ) considerado para el análisis de eventos de rampas es generalmente 15 minutos, 30 minutos o 1 hora [21]. La elección del umbral de comparación ( $P_\theta$ ) es complejo. Por una parte, se puede fijar en un valor, por ejemplo 300 MW para 15 minutos o 450 MW para 60 minutos de rampa. Este valor debería depender del SEP y ser elegido para reflejar la cantidad de energía que es difícil de proporcionar en el intervalo de tiempo dado para mantener el sistema en equilibrio. En cambio; por la otra parte, se puede definir el umbral  $P_\theta$  como un porcentaje de la capacidad instalada de la GV. En este último caso, una subida o bajada de generación de energía de las fuentes de GV puede ser catalogada como un evento de rampa un día, pero no para el día siguiente.

Existen otras posibles definiciones de los eventos de rampas que se basan en la pendiente media de la energía a lo largo de un intervalo de tiempo fijo, por ejemplo 30 minutos, lo cual refleja la percepción visual del

evento de rampa como pendientes pronunciadas en la producción de energía. También existen otras definiciones que consideran la duración del evento de rampa para caracterizarlas [20].

Como se mencionó anteriormente, una rampa representa un gran incremento o disminución de la energía generada dentro de una ventana de tiempo delimitada. Las rampas son parametrizadas por las siguientes variables: inicio de rampa (*ramp start*), duración de la rampa (*ramp duration*), velocidad de la rampa (*ramp rate*), magnitud de la rampa (*power swing*) y momento del término de la rampa (*ramp end*); las cuales identifican de forma exclusiva este tipo de evento (ver Figura 2.4). Estos eventos son importantes en el manejo de las inyecciones de las fuentes de GV, porque grandes oscilaciones de la generación de energía se deben balancear cambiando las inyecciones de potencia activa de otros generadores, a través de servicios auxiliares; o bien, restringir o limitar las rampas de generación de energía eólica; mecanismos que conllevan cierto costo [22].

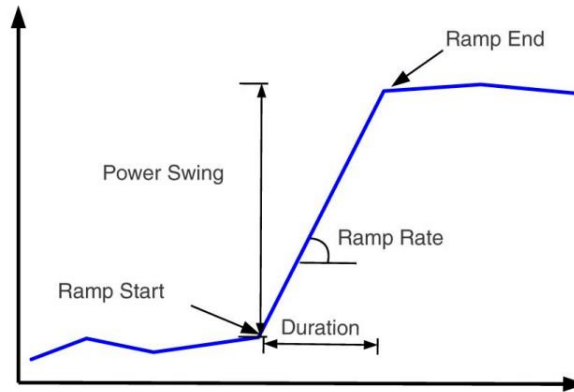


Figura 2.4: Ejemplo de rampa de energía parametrizada

Las rampas negativas usualmente generan mayores desafíos a los ISO debido a que tienen que despachar o redespachar unidades de generación para mantener el balance de potencia activa entre generación y demanda. Por ejemplo, en la Figura 2.5 se muestra la generación de un parque eólico en California, Estados Unidos, en donde se muestra una gran rampa positiva y negativa aproximadamente a las 15:45 hrs del 21 de junio de 2008. Desde la hora antes, la generación de energía eólica aumento en 667 MW hasta un *peak* de 855 MW, para luego caer en 577 MW la hora siguiente [20].

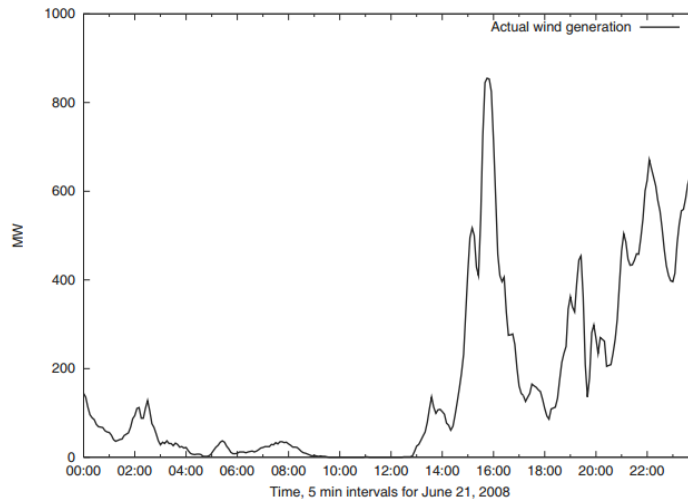


Figura 2.5: Generación eólica para el 21 de junio de 2008 en California, Estado Unidos [20]

## 2.4 Reservas de potencia en los SEP

En términos generales, las reservas (o reservas operativas) en los SEP pueden ser definidas como la capacidad real de potencia activa que puede ser dada o tomada, por una unidad generadora, en una ventana de tiempo para asistir en el balance de generación – demanda, realizado por el CF. Existen varios tipos de reservas pero sus nombres y definiciones no son iguales en todas partes del mundo. Sin embargo, sí se pueden diferenciar o categorizar por el tipo de evento al cual responden, en sus tiempos de actuación y en su dirección de respuesta (es decir, aumento o disminución en la inyección de potencia) [21] [23] [24]. En la Figura 2.6 se muestran las tres principales categorizaciones de las reservas operativas que actualmente se identifican en la literatura internacional. Es importante notar y recalcar que independientemente de las categorías de las reservas, éstas son utilizadas específicamente para los desbalances entre la generación y demanda de potencia activa [24].

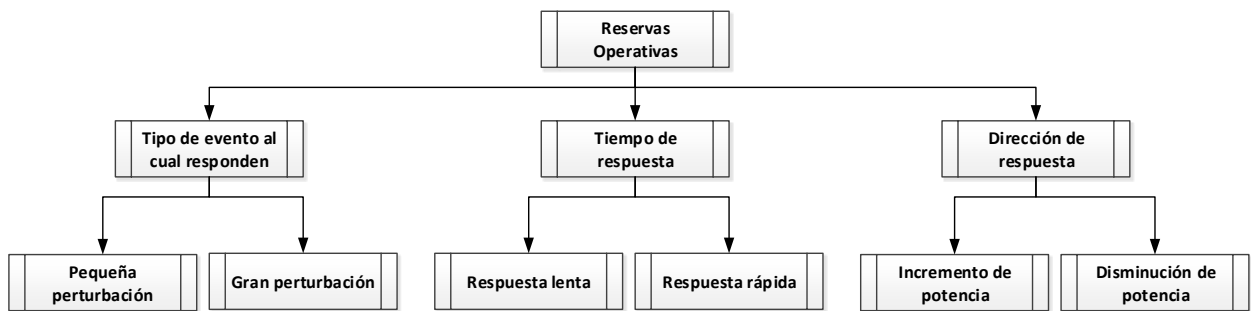


Figura 2.6: Clasificación de reservas en base a su respuesta

La primera categorización de reservas es con respecto al tipo de evento (pequeña o gran perturbación) al cual responden [23]. Algunos tipos de reservas operativas son mantenidas para necesidades continuas o pequeñas perturbaciones (cambios naturales en la demanda del sistema), otras para responder ante contingencias (grandes perturbaciones) o para eventos de larga duración (eventos de rampas o errores de pronósticos).

La segunda categorización tiene que ver con el tiempo de respuesta requerido de las unidades generadoras que brindan las reservas, ya que dependiendo del grado de la perturbación se va a requerir un menor o mayor tiempo de actuación para evitar que la frecuencia del sistema caiga abruptamente. Por ejemplo, las reservas operativas de respuesta rápida son necesarias inmediatamente después de ocurrida una contingencia para compensar la pérdida de generación o demanda. Sin embargo, las reservas que sustituyen otros tipos de reservas pueden actuar en un mayor tiempo, en el orden de minutos o incluso horas, ya que no están asistiendo en el balance de potencia activa [23]. De acuerdo a la *North American Reliability Corporation* (NERC) [25] la diferencia entre *spinning reserve* (reserva en giro) y *non-spinning reserve* (reserva detenida), es que la primera debe proveerla unidades de generación que estén sincronizadas con la red (en consecuencia son más rápidas) a diferencia de la segunda; en donde, no es necesario que estén acopladas al sistema eléctrico.

Por último, las reservas también se pueden categorizar dependiendo si se necesita aumentar la inyección de potencia activa o disminuirla. *Upward response* (respuesta de incremento de potencia) es requerida cuando en el sistema hay menos generación que demanda y el balance de potencia activa puede ser alcanzado a través de generación de potencia de unidades adicionales o bien a través de una reducción del consumo de las cargas. *Downward response* (respuesta de disminución de potencia) es requerida cuando en el SEP hay



mayor demanda que generación y el balance puede ser alcanzado a través de la disminución de inyección de potencia activa de ciertas unidades o a través del incremento del consumo de las cargas.

Considerando las características mencionadas en los párrafos anteriores, las reservas en los SEP se pueden separar en cinco tipos [21] [23] [24] [26]: Reserva de Regulación (*Regulating Reserve*), Reserva de Seguimiento de Carga (*Load Following Reserve*), Reserva de Contingencia (*Contengy Reserve*), Reserva de Rampa (*Ramping Reserve*) y Reserva Suplementaria (*Supplemental Reserve*).

En la Tabla 2.2 se muestra un resumen con las definiciones y otros nombres con que se designan los 5 tipos generales de reservas en la literatura internacional. Además, en la Tabla 2.3 se relacionan dichas reservas con la clasificación en base a su tipo de respuesta (ver Figura 2.6).

**Tabla 2.2: Resumen de los tipos de reservas [24]**

	<b>Reservas de contingencia</b>	<b>Reservas de regulación</b>	<b>Reservas de rampas</b>	<b>Reservas de seguimiento de carga</b>	<b>Reservas suplementarias</b>
<b>Propósito de la reserva</b>	Proveer una respuesta inicial de frecuencia para grandes perturbaciones	Mantener el Error de Control de Área (ECA) debido a movimientos aleatorios en un margen de tiempo más rápido que la respuesta del mercado eléctrico.	Responder ante fallas y eventos que pueden ocurrir por un gran periodo de tiempo (por ejemplo errores de pronóstico de viento, rampas de viento, entre otros).	Mantener el ECA y la frecuencia debido a cambios esperados de la demanda en una escala de tiempo más lenta que las reservas de regulación.	Restablecer las reservas rápidas al nivel pre-contingencia (estado normal de operación).
<b>Otros nombres</b>	<i>Governor reponse, primary control, FRR (Frequency Response Reserve)</i>	<i>Frequency control</i>	<i>Variable generation event reserve, forecast error reserve, balancing reserve</i>	<i>Load following, dispatch, tertiary reserves</i>	<i>Replacement reserve, supplemental reserve, tertiary reserve, substitute reserve</i>

Tabla 2.3: Características principales de los 5 tipos generales de reservas

	Reservas de contingencia	Reservas de regulación	Reservas de rampas	Reservas de seguimiento de carga	Reservas suplementarias
<b>Pequeña perturbación</b>		X	X	X	
<b>Gran perturbación</b>	X				X
<b>Respuesta rápida (segundos)</b>	X	X	X	X	X
<b>Respuesta lenta (minutos)</b>			X	X	X
<b>Incremento de potencia</b>	X	X	X	X	X
<b>Disminución de potencia</b>	X	X	X	X	

A continuación se detallará cada una de las reservas operativas identificadas anteriormente.

### 2.4.1 Reserva de regulación (*Regulating Reserve*) [21] [24] [26] [27] [28]

Las reservas de regulación cubren los cambios continuos, rápidos y frecuentes (positivos o negativos) en la demanda y en la generación del sistema eléctrico para mantener constantemente el balance de potencia activa; y pueden proveerla solamente unidades sincronizadas a la red. Esta reserva pertenece a la escala más fina (en el orden de segundos) para asistir en el balance durante la operación normal del SEP. Se utiliza para corregir el desbalance instantáneo causado por cambios en la carga o en la generación dentro de un periodo de tiempo menor al programado por el despacho económico o por el mercado eléctrico. También es utilizada para cubrir los desbalances entre la carga y la generación cuando difieren las predicciones de generación de energía de las fuentes variables de generación. Por ejemplo, si el ISO despacha a las unidades pensando que la carga neta (netload<sup>2</sup>) se mueve en una cierta dirección, y la magnitud o la dirección real de la carga no corresponde a la prevista, las reservas de regulación deben ser usadas para corregir el error antes del próximo ciclo de despacho económico. Por lo tanto, los requerimientos de reserva de regulación pueden verse aumentados si los pronósticos de las fuentes de generación variable no son acertados; o bien, a medida que aumenta la penetración de las energías de generación variable ERNC.

En diversos sistemas aislados, este tipo de reservas es provista por la respuesta de los controladores de velocidad de giro del eje de las unidades de generación convencionales (*governor response*), las cuales pueden asistir automáticamente en el balance de potencia activa dentro de un intervalo de despacho

<sup>2</sup> Netload corresponde a la demanda total del sistema restada la inyección de energía de las fuentes de generación variable.

económico. En grandes sistemas interconectados con múltiples áreas de balance (por ejemplo, Norteamérica y Europa), los desbalances normales producidos por la generación y la demanda usualmente no afectan a la frecuencia del sistema debido al gran tamaño de dichos sistemas (mayor inercia); por lo que las respuestas de los gobernadores de los generadores convencionales, o bien las reservas de regulación, solamente son utilizadas ante grandes contingencias.

Otro factor que impacta directamente en el monto de reserva de regulación que es requerida por el sistema eléctrico, es la diversidad del parque generador en línea dentro de un intervalo de tiempo programado por el despacho económico. A mayor diversidad del parque generador despachado, menores son los requerimientos de las reservas de regulación, y viceversa. Por ejemplo, en un sistema eléctrico que satisface su demanda principalmente con fuentes de generación variable, éste tendrá una mayor necesidad de reservas de regulación debido a la menor participación de las generaciones bases (carbón, gas, entre otras) para asistir en el balance de potencia activa.

En la literatura internacional, este tipo de reservas también es llamado de las siguientes formas:

- Control Primario de Frecuencia (CPF),
- Control Secundario de Frecuencia (CSF).

### **2.4.2 Reserva de seguimiento de carga (*Load Following Reserve*) [21] [24] [26]**

La reserva de seguimiento de carga es muy similar a las reservas de regulación, pero en una escala de tiempo más lenta (en el orden de minutos) y pueden proveerla unidades sincronizadas como no sincronizadas a la red. Se utiliza para acomodar la variabilidad y la incertidumbre que ocurren dentro de las condiciones normales de operación en la ventana de tiempo pertinente; o bien, es la capacidad disponible de potencia activa durante la operación normal del sistema para asistir en el balance entre generación y demanda, corregir los futuros desbalances anticipados y que no requieren una respuesta automática centralizada [23]. Las reservas de seguimiento de carga cubren los típicos patrones de la carga neta dentro de un periodo del despacho económico.

En la literatura internacional este tipo de reservas también se conoce bajo los siguientes nombres [23]:

- Reserva de seguimiento,
- Reserva terciaria,
- Reserva de minutos,
- Reserva programada,
- Reserva de despacho,
- Reserva de balance.

### 2.4.3 Reserva de Contingencia (*Contingency Reserve*) [21] [24] [26] [29]

A diferencia de los dos tipos de reservas mencionados anteriormente, este tipo de reserva es utilizada durante las contingencias (desprendimientos de grandes bloques de generación o de carga) en los SEP y solamente la proveen unidades sincronizadas al sistema. Dichas fallas ocurren rápidamente demandando que las reservas de contingencias estén operativas inmediatamente (en el orden de segundos). Operan después de la respuesta inercial del sistema, en lo que es llamado el Control Primario, Secundario y Terciario de Frecuencia (ver Figura 2.2). Las reservas primarias, secundarias y terciarias se consideran que son parte de las reservas de contingencias [21] [24].

Debido a la definición de este tipo de reservas, éstas no se ven afectadas por la variabilidad e incertidumbre de las fuentes de generación variable debido a que no se asocia a un evento de contingencia. Hoy en día, las reservas de contingencias generalmente se dimensionan a partir de la contingencia más grande y creíble que pueda ocurrir en un sistema eléctrico (que puede incluir múltiples generadores o eventos). Los requerimientos de reserva de contingencia podrían cambiar si la capacidad instalada de GV en una barra en particular es mayor que la potencia asociada de la contingencia más grande creíble.

En la literatura internacional, las reservas de contingencias también son llamadas de la siguiente forma según [23] y [24]:

- Reserva primaria, secundaria y terciaria,
- Reserva de perturbación,
- Reserva de  $N - 1$ ,
- Reserva de respuesta de Frecuencia,
- Reserva instantánea.

### 2.4.4 Reserva de Rampa (*Ramping Reserve*) [21] [24] [26]

Las unidades de generación que proveen reservas de rampa (sincronizadas o no al sistema) tienen la capacidad disponible para asistir en el balance entre generación y demanda durante eventos infrecuentes que son más severos que las compensaciones de potencia activa necesarias durante la operación normal del sistema, y también son usadas para corregir los desbalances no instantáneos (eventos de larga duración, varios minutos). Las grandes rampas de cargas ocurren todos los días, las cuales son predecibles, y compensadas mediante las reservas de seguimiento de carga. Sin embargo, debido a la creciente incorporación de las fuentes de generación variable, como los son la solar y eólica, la presencia de grandes rampas de generación pueden requerir mayores necesidades de reservas operativas, específicamente las reservas de rampas. Por lo tanto, este tipo de reservas de rampa principalmente está orientado a compensar los desbalances energéticos producto de rampas inesperadas y de gran magnitud causadas por la incorporación de la generación variable. La forma en que este tipo de reserva es separada de las reservas de seguimiento de carga depende de cada sistema [21] [24].

En la literatura internacional, este tipo de reservas también se conoce por los siguientes nombres [23]:

- Reserva de balance,
- Reserva de desviación.

### **2.4.5 Reservas Suplementarias (*Supplemental Reserve*) [21] [24] [26]**

Este tipo de reserva la brindan unidades de generación sincronizadas o no al sistema y se utilizada para reemplazar y restablecer las reservas de contingencias una vez que estas fueron utilizadas ante una falla en el sistema. También pueden ser usadas y dimensionadas para asistir en los desbalances producidos por eventos lentos de rampas, como por ejemplo errores de pronóstico.

En la literatura internacional, este tipo de reservas también se conoce por los siguientes nombres [23]:

- Reserva terciaria,
- Reserva de remplazo,
- Reserva de balance,
- Reserva de minutos.

## **2.5 Flexibilidad en los SEP**

Con los constantes aumentos de los índices de penetración de las tecnologías de generación variable, los operadores del sistema están enfrentando un claro y notorio aumento de la variabilidad e incertidumbre durante la operación real del sistema [3]. La integración de estos recursos afecta en variados aspectos en la operación y planificación de los SEP, como por ejemplo en el predespacho, predicciones de demanda (específicamente en la demanda neta), mecanismos de control de seguimiento de carga, AGC, manejo de riesgos, entre otros. Tal variabilidad e incertidumbre requiere que el sistema tenga la capacidad para reaccionar frente a un cambio repentino en las condiciones del sistema y reacomodarse a una nueva condición de operación en un tiempo determinado a bajo costo. Mientras mayor flexibilidad tenga el sistema, mayor monto de variabilidad va a poder soportar., y a medida que aumente la incertidumbre en el SEP, los operadores van a preocuparse aún más por la flexibilidad.

Por lo tanto, la reciente noción de flexibilidad relacionada con la generación variable ha estado adquiriendo una notoria atención en la industria energética desde la planificación hasta la operación de los SEP. Sin embargo, en la literatura internacional el concepto de flexibilidad ligado a las fuentes de GV todavía está en desarrollo y no hay una definición única [3] [30] [31]. Existen muchas definiciones sobre flexibilidad existentes hoy en día. En [32] se define la flexibilidad como la habilidad del sistema para desplegar sus recursos debido a cambios en la demanda neta para asistir en el balance de potencia activa. En [33] considera la flexibilidad de un sistema como la capacidad de desplegar sus recursos para asistir en el balance de generación – demanda en una cierta ventana de tiempo, y asocia la flexibilidad con las reservas de potencia activa. En [34] se investiga la flexibilidad desde una perspectiva técnica y económica. En el presente trabajo, se considera la definición de flexibilidad que se expone en [3] (inspirada en [33] y [34]) que define que la flexibilidad es la capacidad de un sistema en responder a un conjunto de desviaciones que son identificadas por criterios de riesgos a través del despliegue de las acciones de control disponibles dentro de una ventana de tiempo y umbrales de costos definidos. Dicha flexibilidad es distinta de la capacidad de suficiencia en

los sistemas eléctricos. Ésta última es función del monto de capacidad de generación disponible, las tasas de falla de las unidades de generación y de la demanda del sistema. En cambio, la flexibilidad del sistema es dependiente de muchos otros factores adicionales, tales como la planificación de generación, la magnitud y frecuencia de las rampas en la demanda neta (variabilidad), la predictibilidad de las variaciones de la demanda neta (incertidumbre), interconexiones con otros sistemas, la presencia de equipos de almacenamiento de energía, el diseño del mercado eléctrico, estrategias de provisión de las reservas, capacidad del sistema de transmisión, capacidad de los generadores en cambiar sus inyecciones de potencia rápidamente y la ventana de tiempo de análisis [35] [36] [37] [38].

Los requerimientos de flexibilidad en los sistemas eléctricos se han satisfecho tradicionalmente a través de las reservas de potencia activa y los programas de generación [3] [30] [39]. Dado que la demanda del sistema era fácilmente previsible, cambios intra-horarios podían ser balanceados con las reservas de regulación y seguimiento de carga, mientras las reservas de contingencias se utilizaban solamente para eventos imprevisibles de gran tamaño (grandes perturbaciones). Sin embargo, la introducción de las tecnologías ERNC de generación variable pueden requerir una nueva evaluación de las prestaciones y requerimientos de reservas, abriendo una gran pregunta sobre la flexibilidad requerida y disponible en los SEP [33] [39] [1], que es en gran medida determinada por la capacidad instalada de las energías renovables de generación variable, la correlación entre la producción de dichas fuentes y la demanda del sistema, y las tasas de falla de las unidades de generación convencionales [32] [39].

## 2.5.1 Recursos de flexibilidad

Un actor en el sistema eléctrico (operador de sistema, compañía generadora, distribuidoras, minoristas, mayoristas, entre otros) es considerado flexible si tiene la capacidad de cumplir con sus obligaciones o lograr sus objetivos a un costo razonable cuando se enfrenta a eventos o acciones imprevistas. Similarmente, un sistema eléctrico es suficientemente flexible si ha establecido los procedimientos y recursos necesarios para contrarrestar los efectos de la variabilidad e incertidumbre sin recurrir a medidas no deseables tales como los desprendimientos involuntarios de carga. Por lo tanto, la flexibilidad involucra una combinación de recursos (tales como unidades de generación de respuesta rápida, respuesta de la demanda, sistemas de almacenamientos de energía, interconexiones con otros sistemas vecinos, entre otros), acuerdos contractuales y procedimientos necesarios para asistir en el balance de potencia activa en un tiempo y costo razonable [30] [31] [39].

Dentro de un sistema eléctrico, los recursos que proveen flexibilidad al sistema son los siguientes [30] [31] [32] [39] [1]:

- Generadores convencionales,
- Reservas en giro,
- Rampas de subida/bajada de carga (reserva de rampa),
- Esquemas de desprendimientos de cargas (EDAC) y generación (EDAG),
- Esquemas de reducción de carga (ERAC) y generación (ERAG),
- Sistemas de almacenamiento de energía,
- Equipos FACTS,
- Interconexiones con sistemas vecinos.

En particular, los generadores convencionales que brindan flexibilidad al sistema deben cumplir con algunos o todos de los siguientes requisitos [31]:

- Capacidad de sincronizarse o desconectarse en corto tiempo,
- Potencia despachada debe ser menor que la potencia máxima de la unidad y/o mayor que el mínimo estable de la unidad,
- Capacidad de aumentar o disminuir su generación rápidamente (tasa de toma/bajada de carga).

Cabe destacar que, con la tecnología de hoy en día, las fuentes de generación variable pueden proveerle al sistema cierto grado de flexibilidad adicional. Operando a un subóptimo (bajo el punto de máxima inyección de potencia) o a través de vertimiento de energía ERNC, estas tecnologías pueden asistir en el balance de potencia activa frente a las variaciones de la demanda neta. Otro aspecto a destacar, es que en ciertas situaciones, las restricciones operacionales (límites de temperatura y flujo de potencia activa del sistema de transmisión, criterios de seguridad, entre otros) pueden limitar la respuesta de los recursos que brinda flexibilidad [1].

## 2.5.2 Requerimientos de flexibilidad

La demanda del sistema es el mayor consumidor de flexibilidad en los sistema eléctricos, por lo que, la predicción de sus variaciones es crítica para entender los requerimientos de flexibilidad [39]. La predicción de la demanda del sistema, y más importante, el intervalo de confianza asociado, pueden indicar el nivel de flexibilidad requerido. Mientras los cambios previsible en la demanda es más probable que sean incorporados en los predespachos y despacho de las unidades de generación, las desviaciones de la predicción de la demanda deben ser solventadas con los restantes recursos de flexibilidad. Cuando el intervalo de confianza de la predicción es relativamente grande, se puede esperar un incremento de necesidad de flexibilidad pero su utilización es menos probable [30] [39] [40].

Con la introducción de altas penetraciones de las fuentes de GV, los recursos de flexibilidad ahora deben compensar cambios en la demanda neta. Mientras los errores de pronóstico de la demanda son bajos, la predicción de la demanda considerando las inyecciones de GV y sus respectivos intervalos de confianza, se espera que aumenten dichos errores [32] [33] [39].

La demanda neta plantea importantes desafíos. Dependiendo de la correlación de la generación de las fuentes de GV con la demanda del sistema, la magnitud de los cambios en la demanda neta (rampas de subida y/o bajada), pueden verse incrementados. Sin vertimiento de GV, es esperable que los actuales recursos de flexibilidad puedan ser insuficientes para compensar los bruscos cambios en la demanda neta en una determinada ventana de tiempo, incluso si el pronóstico es acertado [39]. Más aún, las fuentes de generación variable van desplazando las inyecciones de los generadores convencionales, y en consecuencia, reduciendo las tasas de subida/bajada de carga del sistema. De esta forma el monto de flexibilidad disponible se ve afectado (disminuye el número de generadores convencionales sincronizados), y considerando que la variabilidad de las inyecciones de las fuentes de GV van a generar un intervalo de confianza más alto en la predicción de la demanda neta, es claro que los sistemas eléctricos van a necesitar adicionalmente nuevos requerimientos de flexibilidad [33] [39].

En consecuencia, los pronósticos de la demanda neta proveen a los operadores de sistema dos aspectos fundamentales: la magnitud de los cambios en el pronóstico indican la flexibilidad requerida para cubrir con activos que provean flexibilidad de respuesta lenta; y segundo, el intervalo de confianza del pronóstico,

indica el aumento del riesgo en que los recursos que brindan flexibilidad de respuesta rápida puedan ser utilizados [39].

### 2.5.3 Índices de flexibilidad

La flexibilidad en los sistemas eléctricos no es un problema nuevo. La variación de la demanda del sistema y los desprendimientos de generación han ocurrido desde que existen los SEP. Una gran variedad de indicadores de balance instantáneo de potencia activa y provisión de reservas han estado tradicionalmente disponibles para los operadores del sistema [30] [39]. Estos antiguos índices son complementados con los nuevos indicadores que surgen en los estudios de requerimientos de flexibilidad. Existen numerosas publicaciones que caracterizan los requerimientos de flexibilidad de un sistema y han llegado a la conclusión que un solo índice no es un indicador apropiado para determinar la real necesidad de flexibilidad del sistema [1] [33] [39].

La ventana de tiempo de análisis que consideran los índices de flexibilidad son importantes, ya que, dependiendo del tiempo, diferentes recursos van a estar disponibles para proveerle al sistema flexibilidad. Por ejemplo, una unidad térmica a carbón apagada no va a contribuir con la flexibilidad del sistema en una ventana de tiempo de 20 minutos. Sin embargo, si se considera un horizonte de 20 horas, dicha unidad puede estar disponible para proveer flexibilidad. Pero también la ventana de tiempo puede limitar la flexibilidad que brinda un recurso debido a las tasas de toma/bajada de carga y las potencias mínimas y máximas de las unidades de generación.

#### 2.5.3.1 Frecuencia del sistema

El mayor indicador de la capacidad del sistema en desplegar sus recursos para asistir en el balance de potencia activa frente a cambios en la demanda neta y/o perturbaciones, es la frecuencia del sistema. Por lo que, desviaciones de la frecuencia del sistema de su valor nominal por prolongados periodos de tiempo, indica la incapacidad del SEP para reorganizar sus recursos y así, alcanzar el balance entre generación y demanda. Sin embargo, a pesar que este indicador es útil para la operación instantánea en el tiempo del sistema, éste no puede predecir la flexibilidad del sistema en un futuro inmediato [1] [39]. Por lo que solamente indica la flexibilidad instantánea del sistema.

#### 2.5.3.2 Capacidad de rampa del sistema y demanda neta

En [36] y [38] proponen un índice de flexibilidad que es el cociente entre la flexibilidad requerida con la flexibilidad disponible del sistema, tal como se aprecia en la ecuación ( 2.5 ). Si es menor que uno, indica que el sistema tiene suficiente flexibilidad para compensar los cambios en la demanda neta. Pero, si es mayor que uno, el sistema tiene presenta insuficiencia de flexibilidad y posiblemente pueden ocurrir desprendimientos de carga.

$$Flex_{t,i} = \frac{NLR_{t,i}}{F_{t,i}} \quad (2.5)$$

En donde,

$Flex_{t,i}$  : Índice de flexibilidad en el instante t considerando una ventana de tiempo i.



$NLR_{t,i}$  : Requerimiento de flexibilidad en el instante  $t$  debido a los cambios en la demanda neta en una ventana de tiempo  $i$ . Ver ecuación ( 2.6 ).

$F_{t,i}$  : Flexibilidad disponible del sistema en el instante  $t$  considerando una ventana de tiempo  $i$ . Considera unidades de generación sincronizadas y no sincronizadas. Ver ecuación ( 2.9 )

La flexibilidad requerida es en base a las variaciones de la demanda neta (rampas), tal como se muestra en la ecuación ( 2.6 ). En donde  $|NL|$  es el largo de la serie de datos considerados en la demanda neta.

$$NLR_{t,i} = NL_{t+i} - NL_t, \quad 1 \leq t \leq |NL| \quad (2.6)$$

La flexibilidad disponible del sistema en cada periodo de tiempo es determinada en base a la capacidad nominal, potencia mínima, inyección de potencia, tiempos de partida, rampa de subida y ventana de tiempo de análisis del parque generador. Para las unidades sincronizadas, la flexibilidad online disponible de potencia de subida ( $F^{Online}$ ) para la unidad  $r$  es dada por la ecuación ( 2.7 ).

$$F_{t,i,r}^{Online} = Online_{t,r} \cdot \min(RR_r \cdot i, RatedCapacity_r - Production_{t,r}) \quad (2.7)$$

En donde,

$Online_{t,r}$  : Variable binaria que indica si la unidad  $r$  está sincronizada o no.

$RR_r$  : Tasa de subida de carga nominal de la unidad  $r$ .

$i$  : Ventana de tiempo de análisis.

$RatedCapacity_r$  : Potencia nominal de la unidad  $r$ .

$Production_{t,r}$  : Potencia despachada en el instante  $t$  de la unidad  $r$ .

Para la flexibilidad que brindan las unidades no sincronizadas, solamente se consideran aquellas que se puedan sincronizar en la ventana de tiempo de análisis. Luego, la flexibilidad offline es la que se muestra en la ecuación ( 2.8 ).

$$F_{t,i,r}^{Offline} = \min(RR_r \cdot (i - StartTime_r), RatedCapacity_r) \cdot (1 - Online_{t,r}) \quad (2.8)$$

$$\forall i \geq StartTime_r$$

Por lo que, la flexibilidad total del sistema es igual a:

$$F_{t,i} = \sum_{r=1}^{r=R} F_{t,i,r}^{Online} + F_{t,i,r}^{Offline} \quad (2.9)$$

### 2.5.3.3 Expectativa de recursos de rampas insuficientes (IRRE)

El IRRE ha sido desarrollado como un índice de flexibilidad para la planificación de los sistemas eléctricos [37]. Representa la cantidad de veces (en porcentaje) dentro de un periodo de tiempo dado en donde el sistema no va a poder seguir los cambios en la demanda neta, es decir, cuando el sistema no puede aumentar o disminuir su generación debido a las rampas de la demanda neta [36] [37]. Calcula la flexibilidad del

sistema considerando las tasas de toma/bajada de carga disponibles de las unidades de generación convencional, diferenciándolas en las sincronizadas con las que no, para la posterior comparación con las rampas de la demanda neta, diferenciándose del índice anteriormente descrito en la forma de calcular la flexibilidad total del sistema.

## 2.6 Impactos de la energía solar y eólica [41]

A continuación se describen los principales efectos de la incorporación de las tecnologías solares y eólicas, en lo que concierne a la variabilidad e incertidumbre, en la operación del sistema eléctrico y en las reservas [20] [42].

### 2.6.1 Efecto en la operación del sistema eléctrico

Los impactos de la penetración a gran escala de la generación variable (GV) deben ser analizados a lo largo de diferentes ventanas de tiempo (segundo a segundo, minuto a minuto, intra-horaria, horaria, diaria, semanal y anual) [43]. En general, para todas las ventanas de tiempo, altos niveles de penetración de las fuentes ERNC de GV pueden alterar significativamente la operación y las características del sistema eléctrico, los cuales deben ser considerados dentro de los modelos y procesos de planificación de corto y largo plazo [40] [44].

Debido a la falta de correlación entre la generación variable y la demanda, la curva de la demanda o carga neta se ve alterada. Los generadores convencionales deberán abastecer una curva de carga totalmente distinta de la clásica, y por lo tanto, la programación de la operación cambia. En la Figura 2.7 se muestra el cambio de la carga neta debido a la integración de las fuentes ERNC de generación variable. En dicha figura se observa claramente que la incertidumbre aumenta con respecto a la de la predicción de la demanda total y que el sistema experimenta mayores rampas de potencia. Además, se observa que si la penetración de dichas tecnologías es a grande, puede ocurrir que en algún momento la carga neta sea nula.

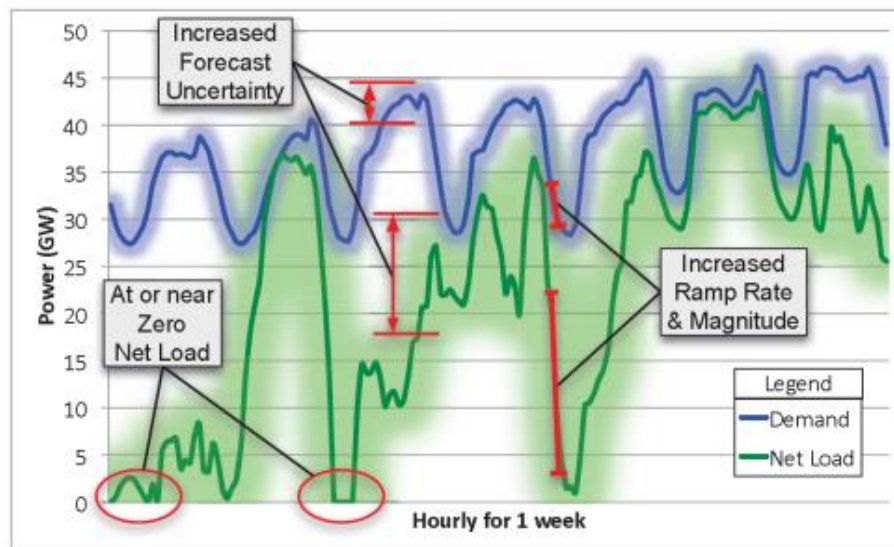
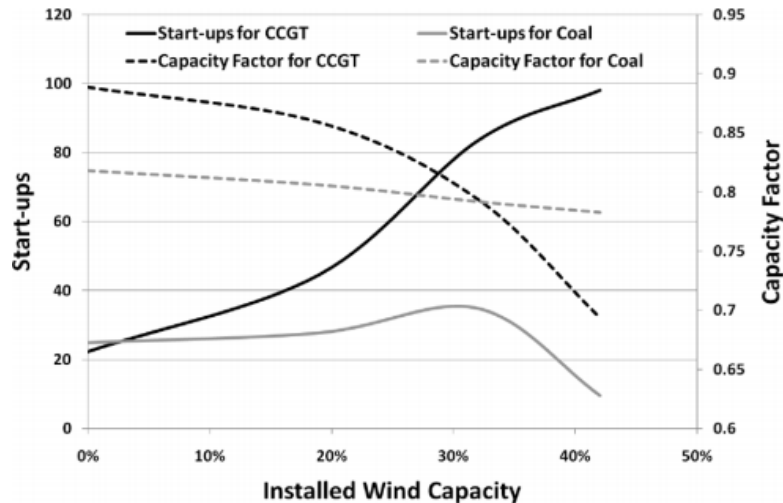


Figura 2.7: Ejemplo del cambio de la carga o demanda neta debido a la incorporación de las fuentes ERNC de generación variable

En la mayoría de los sistemas eléctricos netamente térmicos y que no tienen sistemas de almacenamiento de energías de gran tamaño, la generación variable implica cambios significativos en el régimen de predespacho de las unidades de generación. Por una parte, se genera una reducción en los costos variables de operación, debido a la incorporación de las tecnologías ERNC de GV; y por la otra parte, la inclusión de dichas tecnologías produce un aumento en los costos de encendido/apagado debido al mayor ciclaje de las unidades térmicas [45].

Una alta penetración de las tecnologías de GV tiende a disminuir el valor de la carga neta mínima. En algunos periodos de tiempo, la demanda puede ser tan baja que los generadores térmicos deberían disminuir su generación a tal punto que algunos tendrían que llegar a su mínimo técnico, o bien, desconectarse. Sin embargo; si la generación eólica disminuye, los generadores que se apagaron en las horas de demanda baja deberían volver a encenderse. En algunos casos, unidades bases como las centrales a carbón, no podrán responder de esta manera debido a las restricciones de tiempos mínimos de operación y detención. Esta limitante lleva al sistema a recortar la generación eólica, haciendo que la participación de las tecnologías ERNC disminuya [1] [35] [43].

La variabilidad de la carga neta también afecta el número de encendidos de las unidades térmicas, tal como se muestra en la Figura 2.8 [46], en donde se puede observar que las unidades de ciclo combinado son las más afectadas por la penetración de generación variable, aumentando considerablemente el número de encendidos. Por otro lado, en el caso de las unidades de carbón, el número de encendidos aumenta levemente y luego decae para niveles de penetración altos, producto de la mayor necesidad de reservas en giro para proveerle la flexibilidad necesaria al sistema eléctrico. El impacto es más fuerte en las centrales de ciclo combinado, ya que éstas son más flexibles que las de carbón. El aumento en la operación de encendido impactará en el costo de operación del sistema, y por lo tanto, al momento de elegir un generador térmico se deberá evaluar no sólo su costo de inversión y de combustible, sino que también su costo de encendido y apagado [47].



**Figura 2.8: Aumento en el número de encendidos anuales de las unidades de carbón y de ciclo combinado a medida que aumenta la penetración eólica [46]**

Debido a la alta variabilidad en la generación variable en ventanas de tiempo de minutos a horas, aumentan de manera importante los requerimientos de rampas del sistema. En Figura 2.9 se observa que a medida que la penetración eólica aumenta, las unidades sufren de más horas de rampas severas, sobre todo a penetraciones mayores al 30%. Cabe notar que no todos los generadores pueden aumentar o disminuir su

generación rápidamente, y por lo tanto, se necesitará mayor flexibilidad para compensar las fluctuaciones de los recursos renovables [46].

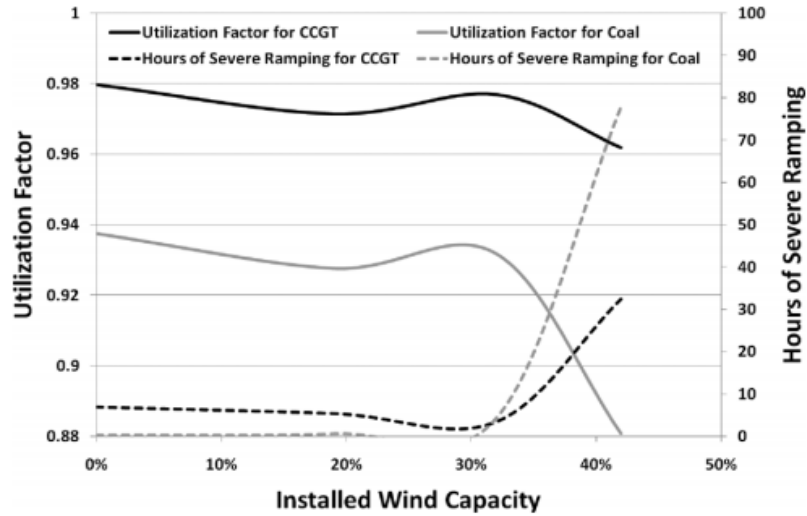


Figura 2.9: Número de horas donde las unidades de carbón y de ciclo combinado aumentaron o disminuyeron severamente su generación [46]

### 2.6.2 Impacto en las reservas de potencia activa

Las fuentes de generación solar y eólica son recursos variables de energía que cambian constantemente el nivel de disponibilidad a lo largo del tiempo (variabilidad) y que no se pueden predecir de forma perfecta (incertidumbre). Sus impactos ocurren en múltiples escalas de tiempo; y a medida que aumenten su participación en la matriz energética de un sistema, van a causar un incremento de las reservas operativas con el fin de asegurar el balance energético entre generación y demanda [41] [43]. En la Figura 2.10 se ilustra la variabilidad e incertidumbre de la generación eólica y solar respectivamente durante 48 horas; en donde se aprecia claramente que la variabilidad tiene que ver con respecto a la diferencia de inyección de potencia entre un instante  $t_i$  y otro  $t_i + \Delta t$ , y que la incertidumbre es la disimilitud entre la generación real con respecto a la generación esperada (pronóstico) de una fuente de generación variable en un instante  $t_j$ .

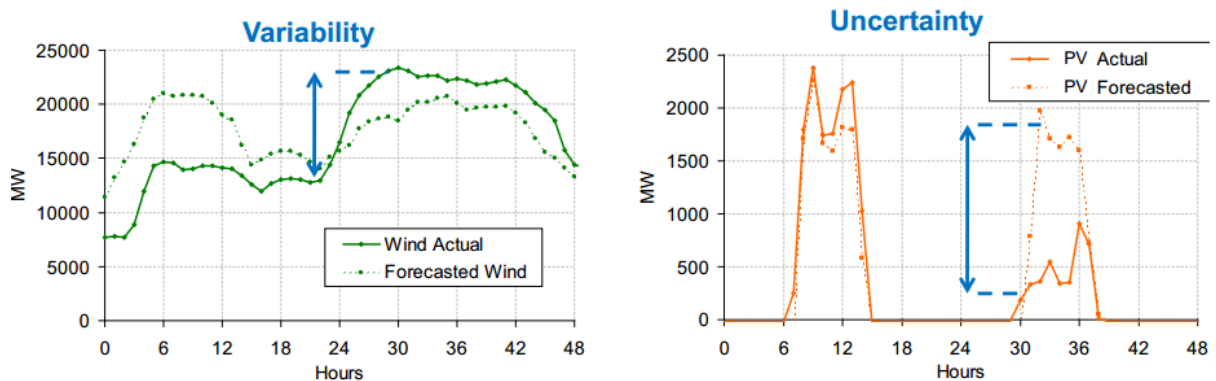


Figura 2.10: Ejemplo de variabilidad e incertidumbre en la generación eólica y solar [42]

Los efectos de la GV en las reservas operativas va a depender de forma compleja del nivel de penetración, patrones existentes de viento y radiación solar, distribución geográfica de las plantas, de la características

del sistema eléctrico y la demanda. Como consecuencia, incluso en sistemas con un mismo nivel de penetración de energía ERNC, se deben esperar diferentes requerimientos. Además, dependiendo de la escala de tiempo en cuestión, se deben esperar diferentes impactos de la generación solar y eólica en los requerimientos de las reservas operativas [26] [35] [48].

Durante la operación normal, los impactos de la generación variable son usualmente separados en dos categorías: aquellos impactos que surgen debido a la variación natural del recurso (eventos de corta duración, dentro de una ventana de tiempo menor a una hora [41] [49]), y los que son causados por la incertidumbre de las inyecciones (error de pronóstico) de las plantas ERNC (eventos de larga duración, en el orden de una hora o más [41] [49]).

### 2.6.2.1 Impactos de la variabilidad

La variabilidad de la generación de las ERNC variables se refiere a la fluctuación natural derivada de la disponibilidad de los recursos naturales (variaciones en el orden de segundos o minutos), incluso si los pronósticos son acertados [48]. Sin embargo, este fenómeno se puede reducir gracias a la agregación de turbinas eólicas [50] o el incremento de módulos fotovoltaicos dentro de un parque eólico o solar [49] respectivamente; y además a través de una mayor dispersión geográfica de las plantas ERNC.

Para los recursos solares y eólicos, la variabilidad decrece a medida que la ventana de tiempo en cuestión disminuye [43]. Por ejemplo, en la ventana de tiempo de las reservas primarias o de las que actúan inmediatamente después de ocurrida una contingencia (del orden de los segundos), la variabilidad de la GV es fuertemente suavizada [43] [44]. Como consecuencia, el efecto de la variabilidad sobre las reservas primarias puede ser despreciado; ya que grandes plantas solares o eólicas no cambian la contingencia simple más severa y creíble (salida de la unidad de generación más grande), que es como se acostumbra a dimensionar este tipo de reservas (suponiendo que las plantas tienen capacidad de *Fault Ride Through*, FRT). Como regla general, es ampliamente aceptado que las reservas operativas primarias, o bien las que actúan inmediatamente después de ocurrida una contingencia, no se ven afectadas a medida que aumenta la participación de la GV [21] [23] [24] [41] [43] [48]. En efecto, varios estudios y experiencia práctica muestran que los impactos de la variabilidad de estos recursos naturales son observables en una ventana de tiempo entre 10 a 15 minutos [51]; es decir, dentro de la ventana de tiempo de actuación de las reservas de rampas, seguimiento de carga, secundarias y las suplementarias (ver Tabla 2.3).

Para el caso de la generación solar, la radiación es variable debido al cambio en la posición relativa del sol a lo largo del día y de las estaciones del año, fenómeno ampliamente conocido y que puede ser modelado con precisión. La salida y puesta del sol lleva a cambios en la generación que en promedio llegan a un 10% de la capacidad instalada en ventanas de tiempo de 15 minutos [49]. Además, la existencia de nubosidad determinará la variabilidad de corto plazo (en el orden de segundos o incluso minutos), donde los cambios en la generación debido al paso de una nube pueden exceder el 60% de la capacidad instalada en cosa de segundos [49]. Dentro de una planta fotovoltaica, la variabilidad se reduce al ubicar los paneles alejados unos de otros, permitiendo que el impacto por el paso de una nube sea menor. En la Figura 2.11.a y Figura 2.11.b se muestra la Función de Distribución Acumulada (FDA) del cambio de la irradiación solar y de la potencia fotovoltaica (definido como  $I(k\Delta T - \Delta T)/I(k\Delta T)$  y  $P(k\Delta T - \Delta T)/P(k\Delta T)$  respectivamente) para distintos períodos de tiempo  $\Delta T$  de rampas para 1) una planta solar de 30 [kW] en Nueva México, Estados Unidos y 2) para una agrupación de plantas solares con potencia instalada mayor a 2 MW. En la Figura 2.11.a se puede observar que, incluso para una planta solar pequeña, se pueden suavizar las rampas rápidas

en relación con las rampas que se esperan de simplemente examinar la irradiación solar. Para una ventana de tiempo de 1 segundo y de 10 segundos, las curvas de rampas de potencia de la planta fotovoltaica son menos severas que las rampas de la irradiación. Sin embargo, para una ventana de tiempo de 1 minuto, ambas curvas son prácticamente idénticas. Para el caso de la Figura 2.11.b, la comparación entre la variabilidad observada de las medidas de irradiación y de potencia de la gran planta fotovoltaica, se exhibe una mayor reducción de la variabilidad en comparación del caso anterior. Por ejemplo, en dicha figura se muestra que la diferencia relativa entre la curva de irradiación y la de potencia disminuye a medida que aumenta la duración de la rampa. Este fenómeno también ocurre a gran escala, cuando varias plantas fotovoltaicas de distintas ubicaciones geográficas son agregadas, tal como se ejemplifica en la Figura 2.12, en donde el gráfico de la izquierda muestra la irradiación en  $W/m^2$  para un día en particular mientras que el gráfico de la derecha, el cambio de la irradiación en un período de tiempo de 20 segundos para el mismo día [49].

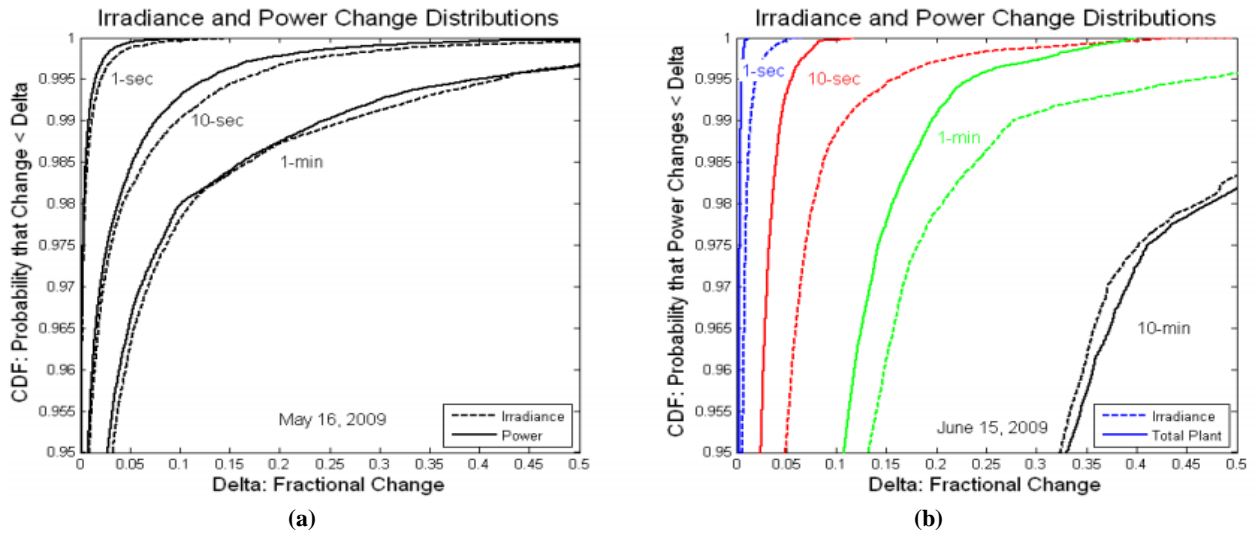
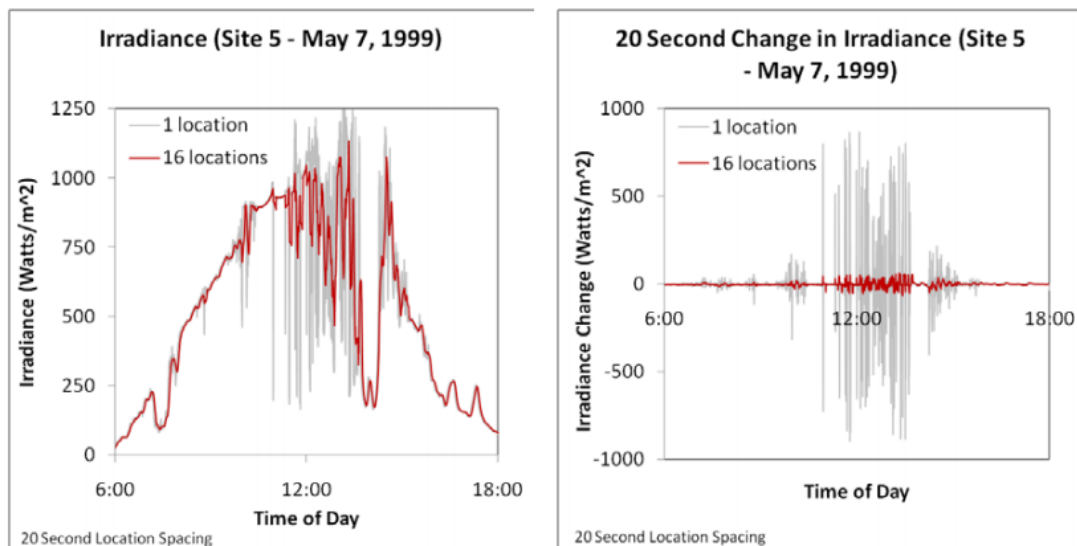


Figura 2.11: Fenómeno de la disminución de la variabilidad cuando se agrupan los módulos de una planta fotovoltaica [49]



Source: Hoff and Perez, 2009

Figura 2.12: Variabilidad de la irradiación solar considerando 1 y 16 plantas fotovoltaicas agregadas [49]

Para el caso de la energía eólica es difícil encontrar un patrón diario para la velocidad del viento, ya que depende fuertemente de la localización geográfica. Por ejemplo, en algunos casos se puede identificar que la velocidad del viento es mayor durante las mañanas o para otros, en las tardes. Se puede reconocer que en general durante los meses de primavera y otoño el valor promedio de la generación eólica es mayor [50]. Por ejemplo, en la Figura 2.13 se muestra una estimación de la generación eólica en Calama (norte de Chile) para dos fechas distintas, una en verano y la otra en primavera, las cuales fueron calculadas a partir de los datos disponibles en el Ministerio de Energía de Chile. En dicha figura se observa que en la época de primavera, en las mañanas hay una mayor inyección de energía eólica que en las tardes, es decir, la velocidad del viento es mayor en las primeras horas del día. No así para la época de verano, en donde la velocidad del viento presenta mayores *peak* en las tardes pero el promedio de las velocidades es similar durante el día (ver aproximación lineal de dicha figura).

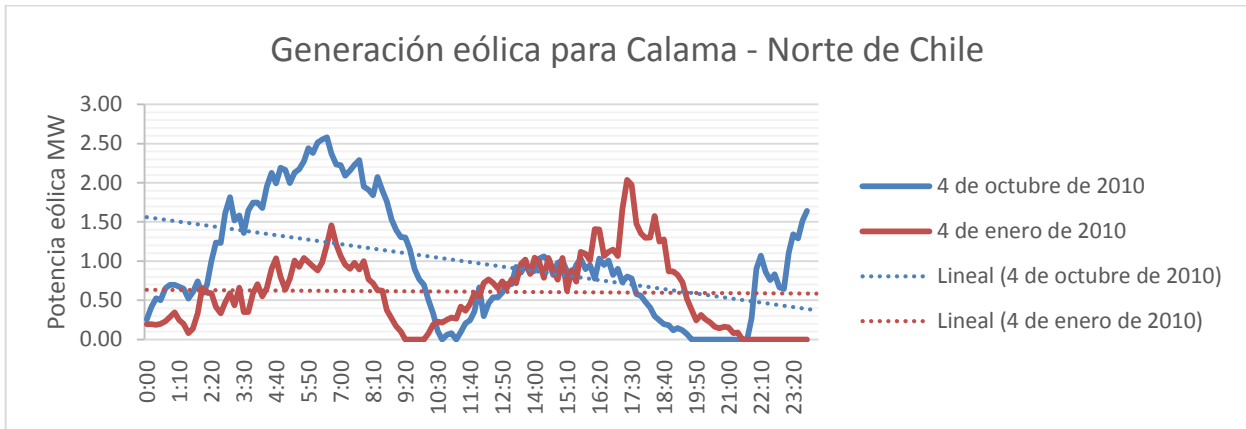


Figura 2.13: Estimación de la generación eólica en Calama para el 4 de enero y 4 de octubre de 2010

En un estudio realizado por la *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) se caracterizó el comportamiento de las fluctuaciones eólicas usando datos históricos de 35 centrales ubicadas en diferentes zonas de Estados Unidos [47]. Los principales resultados se presentan en la Figura 2.14; en donde se puede observar que en escalas de 4 segundos (ver Figura 2.14.a y Figura 2.14.b) los cambios son generalmente pequeños, del orden de 0.1% en promedio y en la mayoría de los casos son menores a 1%. En la escala de tiempo de 10 minutos (ver Figura 2.14.e y Figura 2.14.f) la variabilidad se hace más significativa siendo en promedio de 2% de la capacidad instalada y en el 98% de los casos, los cambios en la generación son menores al 11%. Al considerar ventanas horarias (ver Figura 2.14.g y Figura 2.14.h), la magnitud de los cambios en la generación es de un 7% en promedio y cerca de un 99% de los casos, los cambios son menores al 30%; pero en algunos casos los valores máximos son significativos, excediendo el 60% de la capacidad instalada [47].

Al igual que para el caso de la generación fotovoltaica, la variabilidad de la generación eólica también disminuye al considerar la agregación de plantas de diferentes ubicaciones geográficas, y además de que dentro de una misma granja eólica al aumentar el número de turbinas, disminuye la variabilidad de la inyección total de la planta [50]. Esto se puede ver en la Figura 2.15, en donde el incremento del número de unidades de un parque reduce el impacto de las ráfagas de viento (dado que no alcanza a todas las turbinas al mismo tiempo), y por consiguiente, disminuye la variabilidad del parque completo. Bajo condiciones ideales, la variación porcentual de la producción de energía varía en  $n^{-1/2}$ , donde  $n$  es el número de aerogeneradores del parque. De esta forma, para alcanzar un efecto compensatorio significativo, el número de turbinas no necesita ser demasiado grande [50]. Lo mismo ocurre al agregar varias plantas eólicas.

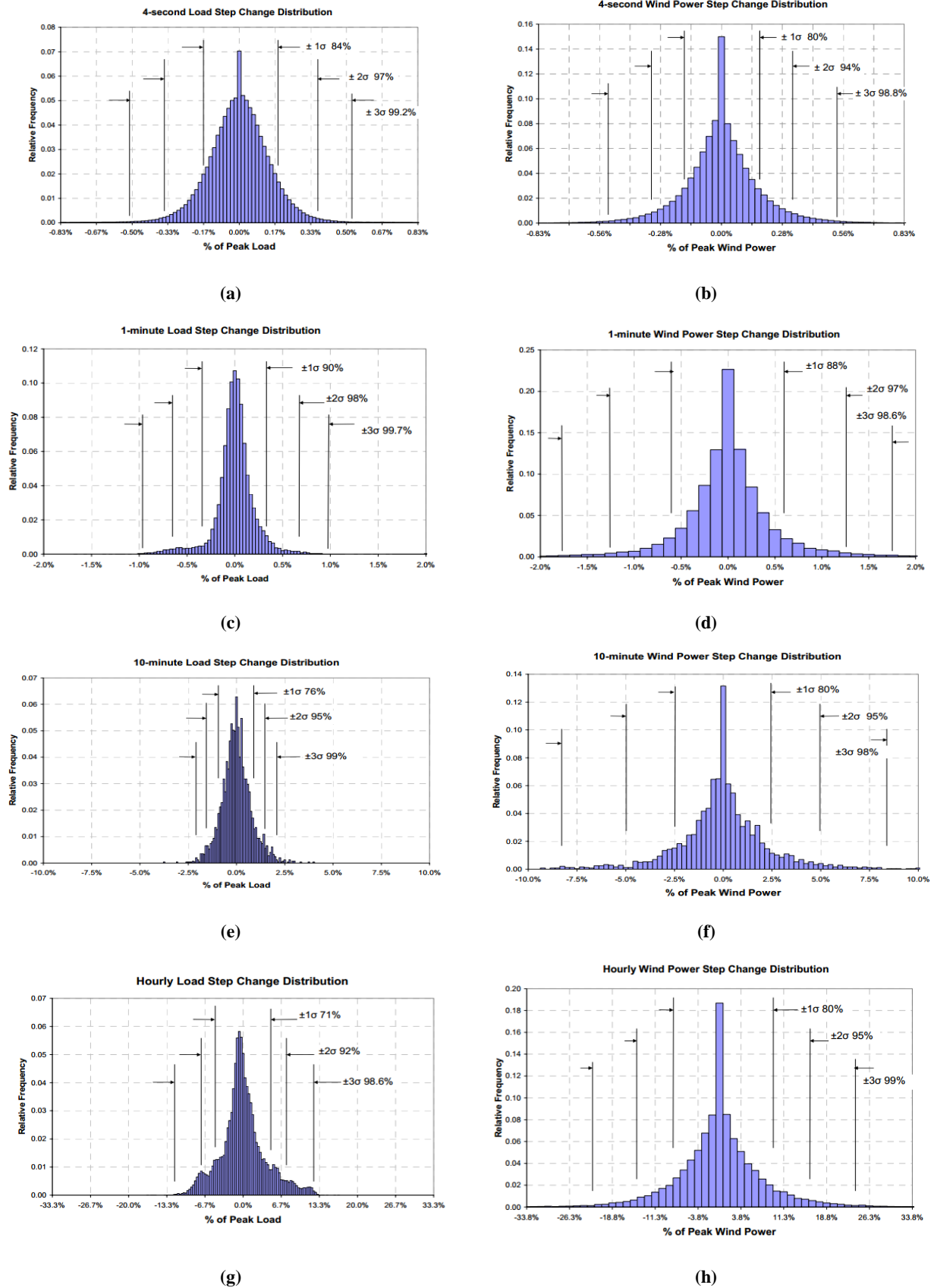


Figura 2.14: Resultados del estudio de variabilidad de la generación eólica en Estados Unidos para diferentes duraciones de rampas comparándolos con la variación de la demanda en la misma escala [47]



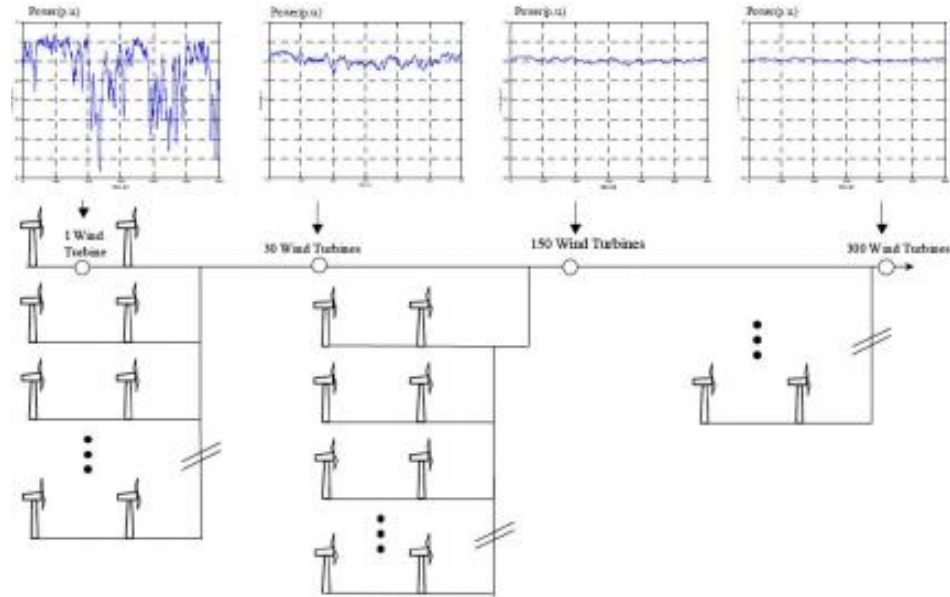


Figura 2.15: Disminución de la variabilidad al agregar varias turbinas eólicas dentro de una misma planta [50]

### 2.6.2.2 Impactos de la Incertidumbre

La incertidumbre de la generación variable se refiere a la diferencia entre el pronóstico perfecto y la previsión real [48] (ver Figura 2.10). La exactitud del pronóstico de las inyecciones de las plantas solares y/o eólicas dependen de diversos factores como por ejemplo el horizonte de pronóstico, el tamaño de las plantas ERNC, la distribución geográfica, experiencias con estas tecnologías y la exactitud de los pronósticos individuales para cada planta. Los errores de pronósticos tienen un alto impacto en las reservas operativas del sistema en la ventana de tiempo de 1 hora [48]; es decir, afecta a las reservas de rampas (también actúan ante eventos de gran duración), terciarias y las suplementarias.

Los errores de pronósticos de la GV aumentan a medida que el horizonte del pronóstico se extiende y disminuyen cuando se amplía la distribución geográfica de las plantas solares y eólicas, y su principal consecuencia se observa en una ventana de tiempo mayor a una hora [48]. Para el caso del viento se tienen errores de pronóstico entre un 5 y 7% para una predicción de 1 a 2 horas [52], y errores de hasta el 20% para predicción de un día [52]. En el caso de la radiación solar, la predicción suele ser más certera, y solamente se ve afectada a la presencia de nubes cercanas a las plantas solares, que pueden causar una disminución del 60% aproximadamente de la potencia generada (dependiendo del tamaño de la planta solar, cantidad y velocidad de las nubes, entre otros factores). Sin embargo, utilizando imágenes satelitales en las zonas cercanas a la ubicación geográficas de las plantas solares en la operación y planificación de los sistemas eléctricos, se puede llegar a reducir considerablemente la incertidumbre causada por las nubes. Cabe destacar que la salida y puesta del sol, no causa incertidumbre en la operación de las plantas solares, ya que solamente provoca una variación de la potencia generada en un 10 a 13% en una ventana de tiempo de 15 minutos para centrales fotovoltaicas con seguimiento en un solo eje [49].

# Capítulo 3 : Metodología

Para determinar las reservas frente a una alta penetración de las fuentes de generación variable en el SING, se sigue la metodología mostrada en el diagrama de bloques de la Figura 3.1. Primero se recopila toda la información necesaria para situar el caso de estudio en el año 2018 (ver bloque 1), sobre el cual se determinarán tres tipos de reservas: reserva secundaria CDEC-SING, reserva de rampa y reserva inercial (ver bloque 2), en donde las dos últimas corresponden a las reservas propuestas en el presente trabajo. La reserva secundaria CDEC-SING se determina considerando solamente la variabilidad de la demanda neta durante un año, tal cual como lo realiza actualmente el CDEC-SING (ver [53]). El segundo tipo de reserva, es la reserva de rampa que considera para su dimensionamiento la variabilidad de la demanda neta y las tasas de toma/bajada de carga de las unidades de generación convencional. Por último, la reserva inercial se dimensiona en base al comportamiento dinámico de la frecuencia después de ocurrida una falla del parque generador. Luego, se plantean 4 casos con distintas restricciones de reservas (ver bloque 3), para la posterior realización de predespachos de cinco días a cada uno de ellos, y así, comparar la influencia de estas sobre los costos operacionales del sistema.

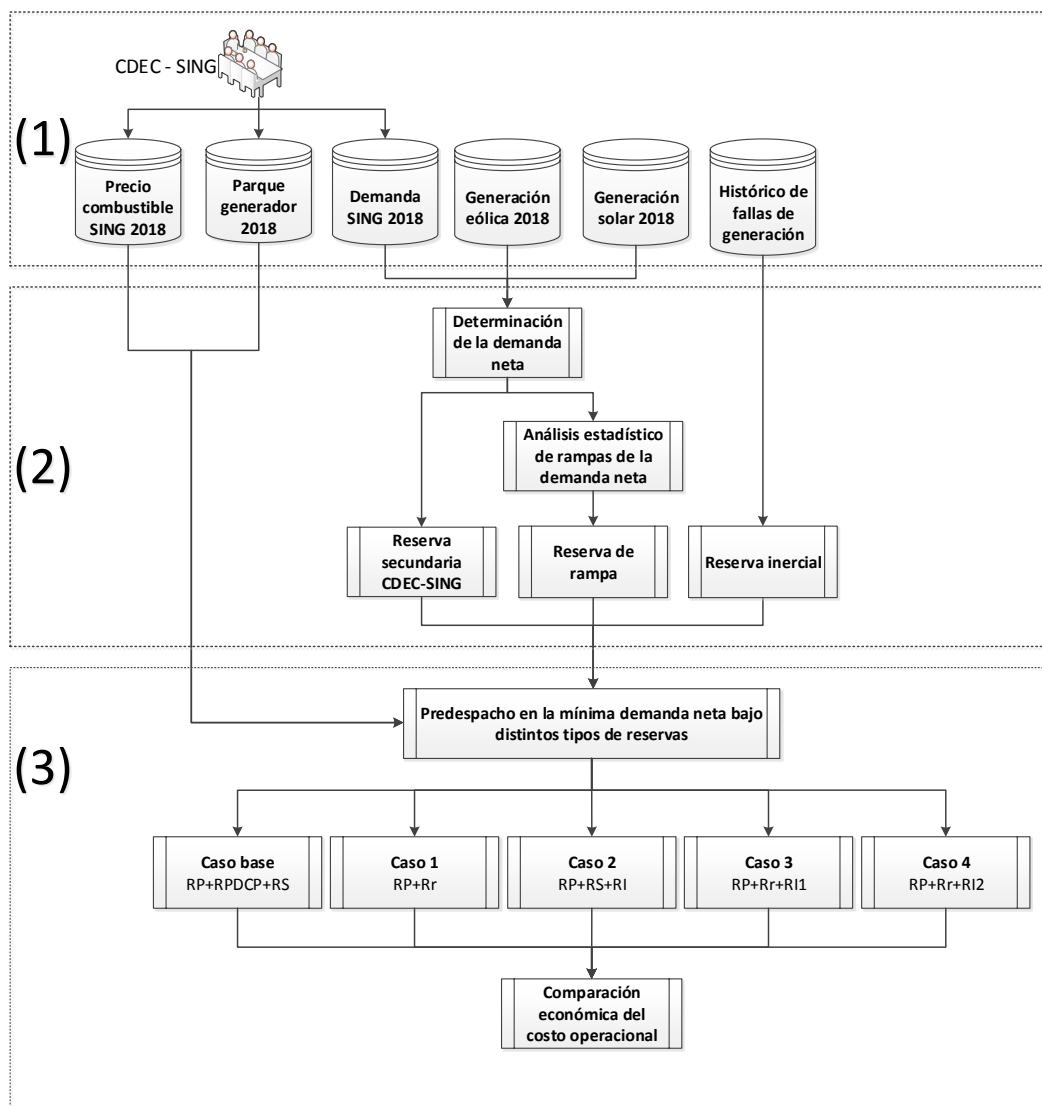


Figura 3.1: Metodología de trabajo

Tal como se puede apreciar en la figura anterior, la metodología del presente trabajo está dividida en tres bloques principales, los cuales serán explicados a continuación.

## 3.1 Bloque 1: Recopilación de datos

La primera parte del trabajo consiste en la recopilación de datos de precios de combustibles en los diferentes puertos, parque generador convencional, demanda, generación eólica y solar, todo para la zona norte del país, específicamente en el norte grande, en el año 2018; además, de los datos de monto de desconexión de generación y frecuencia mínima del sistema frente a una falla del parque generador durante los años 2007 al 2013.

### 3.1.1 Precios combustibles SING 2018

Los precios utilizados de los combustibles fósiles corresponden a las proyecciones realizadas por el CDEC-SING (en base al Informe Técnico Definitivo del SING de abril 2014 y a la Comisión Nacional de Energía) para el carbón, GNL y diésel en diferentes puertos de la zona norte del país, cuyo detalle se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1: Precios de combustibles SING 2014 - 2018

Combustible	Precio 2014 <sup>3</sup>	Precio 2018	Variación
Carbón	93,08 $\frac{USD}{ton}$	100,78 $\frac{USD}{ton}$	8,27%
Diésel	838,94 $\frac{USD}{ton}$	810,02 $\frac{USD}{ton}$ <sup>4</sup>	-3,45%
GNL	10,41 $\frac{USD}{MMBTU}$	10,80 $\frac{USD}{MMBTU}$	3.75%

### 3.1.2 Parque generador

El parque generador convencional considerado para el año 2018 fue realizado por el CDEC-SING en base al Informe Técnico Definitivo 2014 del SING, recomendaciones de la Comisión Nacional de Energía y obras en construcción. Consta de 53 máquinas de generación convencional (15 centrales carboneras, 26 unidades a diésel y 12 centrales a gas), con una potencia instalada de aproximadamente 5580 MW, de las cuales 10 unidades son nuevas (2 a carbón, 5 unidades diésel y 3 centrales a gas). El detalle de los datos técnicos y costos de las centrales convencionales se muestran en la Tabla A.1 y Tabla A.2.

### 3.1.3 Demanda SING

Para obtener la demanda del sistema eléctrico del norte grande al año 2018, se utilizan las proyecciones realizadas por el CDEC-SING basadas en los consumos proyectados por las distribuidoras y clientes libres,

<sup>3</sup> Precios promedios en los diferentes lugares de abastecimiento en el norte grande del país.

<sup>4</sup> Precio promedio en los diferentes lugares de abastecimiento del diésel en el norte grande del país.

con sus respectivos pesos por barras, con un total de 61 barras de consumo desde 13 *kV* hasta 220 *kV*, siendo las de mayor demanda Chuquicamata 220, Collahuasi 220 y Encuentro 220.

### 3.1.4 Generación eólica

Para determinar la generación eólica en el año 2018, se consideran las mediciones de viento realizadas por el Ministerio de Energía a 20 metros sobre el nivel del suelo en el año 2010 con una resolución de 10 y 60 minutos en Calama y Sierra Gorda (ver Figura 3.2). Las velocidades del viento se extrapolaron a 80 [m] sobre el nivel del suelo mediante la ecuación ( 3.1 ) para la posterior conversión a potencia eléctrica.

$$v_h = v_{h_0} \cdot \frac{\ln(h/z_0)}{\ln(h_0/z_0)} \quad (3.1)$$

Donde,

- $v_h$  : Velocidad del viento a una altura  $h$  (para este caso en particular es a 80 [m]).
- $v_{h_0}$  : Velocidad del viento a una altura  $h_0$  conocida.
- $h$  : Altura donde se quiere conocer la velocidad del viento.
- $h_0$  : Altura donde se conoce la velocidad del viento.
- $z_0$  : Parámetros de rugosidad (depende de la zona geográfica). Se considera un valor de 0.0024 m para Calama y Sierra Gorda.

Para obtener la generación eólica se considera la ecuación ( 3.2 ) y el aerogenerador Vestas V90 de 3 MW, cuyas principales características de interés se muestran en la Tabla 3.2.

$$P_{eólica_i} = \frac{1}{2} \cdot A \cdot \rho_i \cdot v_{i_{80m}}^3 \cdot cp(v_{i_{80m}}) \quad : i = 1, \dots, 52560 \quad (3.2)$$

Donde,

- $P_{eólica_i}$  : Potencia generada por el aerogenerador en el instante  $i$ .
- $A$  : Área del rotor del aerogenerador.
- $\rho_i$  : Densidad del aire en el instante  $i$ .
- $v_{i_{80m}}$  : Velocidad del viento a 80 [m] en el instante  $i$ .
- $cp(v_{i_{80m}})$  : Eficiencia del rotor a una velocidad de  $v_{80m}$  en el instante  $i$ .

La densidad del aire se considera dependiente de la temperatura y presión (ambas de resolución de 10 minutos), cuyos datos se obtienen de las mismas estaciones meteorológicas mencionadas anteriormente. Además, se desprecian efectos o interacciones entre las turbinas dentro de un mismo parque eólico.

Para obtener diferentes ventanas de tiempo, se procedió a interpolar la serie de datos de 10 y 60 minutos a 1, 15, 20, 25 y 30 minutos.



Figura 3.2: Estaciones meteorológicas de medición de viento

Tabla 3.2: Características principales del aerogenerador V90 3MW

Características principales	
<b>Potencia nominal</b>	: 3 MW
<b>Velocidad de corte inicial</b>	: $3,5 \frac{m}{s}$
<b>Velocidad nominal</b>	: $15 \frac{m}{s}$
<b>Velocidad de corte final</b>	: $25 \frac{m}{s}$
<b>Diámetro rotor</b>	: 90 m
<b>Área rotor</b>	: $6.326 m^2$
<b>Altura buje desde el suelo</b>	: 80 m

### 3.1.5 Generación solar

Para obtener los perfiles de generación solar en el año 2018, se consideran las mediciones de radiación solar directa realizadas por el Ministerio de Energía con una resolución de 10 y 60 minutos para el año 2011 en las zonas de Pampa Camarones (PV Pampa Camarones), Pozo Almonte (PV Pozo Almonte), sureste de Iquique (PV Lagunas), noroeste de Calama (PV Salar) y al este de Tocopilla (PV Crucero), tal como se puede apreciar en la Figura 3.3.

Se considera solamente plantas con seguimiento del sol en un eje, despreciando efectos que perjudiquen el rendimiento de los paneles solares, es decir, rendimiento de las celdas del 100%. Para obtener la potencia extraíble del sol, se utiliza la ecuación ( 3.3 ).



Figura 3.3: Estaciones meteorológicas de medición de radiación solar

$$P_{solar_i} = \frac{Rad\ Directa_i}{\max(Rad\ Directa_{i=1,\dots,52560})} \cdot A_{parque\ solar} \quad (3.3)$$

Donde,

- $P_{solar_i}$  : Potencia generada por la central solar en el instante  $i$ .
- $Rad\ Directa_i$  : Radiación solar directa en el instante  $i$ .
- $\max(Rad\ Directa_{i=1,\dots,52560})$  : Valor máximo de radiación solar directa de la serie de datos.
- $A_{parque\ solar}$  : Área total del parque solar (igual a la potencia nominal de la central solar considerada).

Al igual que los datos de generación eólica, se interpoló la generación solar cada 10 y 60 minutos a 1, 15, 20, 25 y 30 minutos en los lugares anteriormente mencionados.

### 3.1.6 Histórico de fallas de generación

Se recopiló información de fallas del parque generador desde el año 2007 hasta el 2013, específicamente los montos de desconexión de generación y la frecuencia mínima del sistema inmediatamente después de un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación. De esta forma se obtiene una función polinómica de la frecuencia ( $f_{nadir}$ ), después de ocurrida una falla del parque generador, que dependa del monto de desconexión de generación, y así, imponer un máximo monto  $\Delta P_C$  permisible que asegure que la frecuencia mínima post falla no sea menor que un cierto límite definido a priori. Dicha función depende implícitamente de la inercia sistémica al momento de la falla, ya que, a menor inercia sistémica más grande es la caída de frecuencia que experimenta el sistema después de una falla del parque generador, y viceversa.

## **3.2 Bloque 2: Obtención de casos críticos y determinación de reservas**

Esta parte de la metodología consiste en identificar el día y la hora crítica (peor caso) del parque generador al satisfacer la demanda neta con respecto a las tasas de toma/bajada de carga de las unidades de generación convencional e inercia sistémica, para la posterior determinación de reservas, ante un escenario de penetración de las tecnologías solares y eólicas del 20% de la capacidad instalada del sistema. Se determinan tres tipos de reservas: reservas en giro metodología del CDEC-SING (, reservas según análisis estadístico de rampas de la demanda neta ante distintas ventanas de tiempo y considerando las características técnicas del parque generador convencional (reservas de rampas), y por último, la reserva inercial relacionada con que si en un cierto instante falla la unidad más grande despachada, no se produzca un descenso de la frecuencia más allá de un cierto límite definido a priori (estabilidad de frecuencia).

### **3.2.1 Determinación de la demanda neta**

Considerando la demanda total del SING para el año 2018 y las inyecciones de las fuentes de generación variable, se determina la demanda neta con una resolución de 1, 10 y 60 minutos. Posteriormente, se busca el peor escenario a la que se podría enfrentar el parque generador, la cual corresponde a la mínima demanda neta (día y hora), en donde teóricamente debería haber una mayor participación de las tecnologías de GV en la inyección de potencia (menor número de unidades convencionales encendidas), y por ende, menores tasas de toma/bajada de carga e inercia sistémica.

### **3.2.2 Determinación de reservas**

Se procede a determinar tres tipos de reservas distintas para el seguimiento de la demanda neta y asegurar la estabilidad de frecuencia, para su posterior comparación en costos y verificación de cumplimiento de restricciones. El primer tipo de reservas corresponde a la clásica reserva secundaria dimensionada solamente en base a la variabilidad de la carga (reserva en giro); el segundo tipo es la llamada reserva de rampa, determinada considerando las variaciones de la demanda y restricciones técnicas del parque generador; y por último, el tercer tipo de reservas tiene que ver con respecto a la máxima caída de frecuencia permisible en el sistema, llamada reserva inercial.

#### **3.2.2.1 Reservas secundarias CDEC-SING (caso base)**

El CDEC-SING considera dos tipos de reservas secundarias: reserva en giro y reserva pronta y detenida de corto plazo. Para la determinación de los montos de reservas, se aplica la metodología que ellos utilizan en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de Reservas (ver [53] y [54]).

#### **3.2.2.2 Reserva de rampa (caso 1)**

Se propone la determinación de las reservas de rampas en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos en base a un análisis estadístico de rampas de la demanda neta anual considerada en el presente trabajo y a las tasas de toma/bajada de carga de las unidades de generación convencional.

El análisis estadístico de rampas de la demanda neta anual se realiza en base a la implementación de un código en Matlab, que identifica la ocurrencia de eventos de rampas de distintas magnitudes y duración mediante la ecuación ( 2.4 ). Las rampas consideradas son de 5, 10, 15, 20, 25 y 30 minutos.

Para determinar el monto de reserva de rampa, se establece que el sistema debe poder seguir las variaciones de la carga neta un mínimo del 97% del tiempo del año (intervalo de confianza); es decir, dada una ventana de tiempo en el análisis estadístico de rampas de la demanda neta, el monto de reserva para dicho horizonte debe ser tal que abarque el 97% de los eventos de rampas. Por ejemplo, en la Figura 3.4 se muestra cómo se determinaría la reserva de rampa de 30 minutos en base a los requerimientos de la demanda neta. Se interseca la curva de porcentaje de la frecuencia acumulada, tal que sea igual a 97%, con la magnitud de la rampa, dando como resultado el monto de reserva requerido. Por lo tanto, para este ejemplo, la reserva de rampa de 30 minutos para cubrir los requerimientos de la demanda neta y asegure un intervalo de confianza del 97% es de 150 MW/30min. Es decir, que el parque generador debe ser lo suficientemente flexible como para reacomodar sus recursos y asegurar que en una ventana de tiempo de 30 minutos, sea capaz de aumentar sus inyecciones de potencia en 150 MW (los requerimientos de las rampas de bajada se determinan de igual forma). Este proceso se realiza para ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.

Cabe destacar que el CDEC-SING utiliza el mismo intervalo de confianza para validar sus reservas secundarias para el seguimiento de las variaciones de la demanda (reserva en giro) en una ventana de tiempo de 15 minutos.

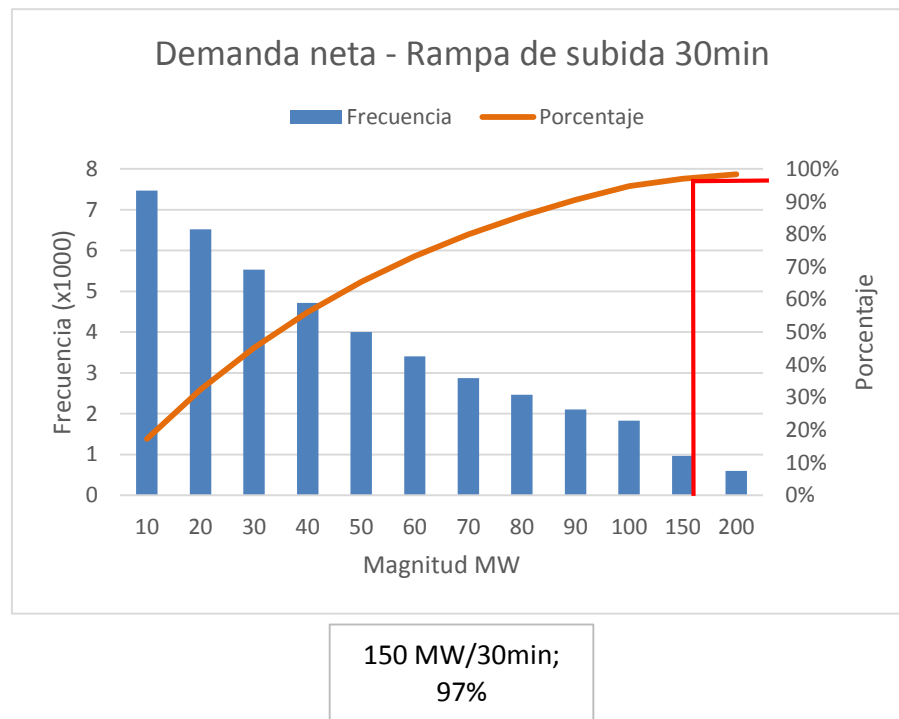


Figura 3.4: Análisis estadístico de la demanda neta para una ventana de tiempo de 30 minutos

Para poder incorporar esta nueva determinación de reservas de rampas en distintas ventanas de tiempo, se agregan las siguientes restricciones al problema de predespacho:



$$\sum_{i=1}^n \min(\Delta T \cdot r_{+i}, P_{max_i} - P_{i_t}) \geq R_{+\Delta T}^* \quad (3.4)$$

$$\sum_{i=1}^n \min(\Delta T \cdot r_{-i}, P_{i_t} - P_{min_i}) \geq R_{-\Delta T}^* \quad (3.5)$$

En donde,

- $\Delta T$  : Ventana de tiempo (5, 10 y 15 minutos).
- $r_{+i}$  : Tasa de toma de carga nominal de la unidad de generación convencional  $i$ .
- $r_{-i}$  : Tasas de bajada de carga nominal de la unidad de generación convencional  $i$ .
- $R_{+\Delta T}^*$  : Reserva en giro de subida mínima para una ventana de tiempo  $\Delta T$ .
- $R_{-\Delta T}^*$  : Reserva en giro de bajada mínima para una ventana de tiempo  $\Delta T$ .
- $P_{max_i}$  : Potencia máxima de la unidad de generación  $i$ .
- $P_{min_i}$  : Potencia mínima de la unidad de generación  $i$ .
- $P_{i_t}$  : Potencia despachada de la unidad de generación  $i$  en el instante  $t$ .
- $n$  : Número de unidades de generación convencional que participen en el seguimiento de la demanda neta

### 3.2.2.3 Determinación de criterios de reserva inercial (caso 2)

Este tipo de reserva guarda relación con la dinámica de la frecuencia luego de ocurrida una falla del parque generador, expresada en términos de la máxima caída de frecuencia permisible. Limita el monto máximo de potencia despachada de las unidades de generación en los predespachos, tal que si falla la unidad más grande (la de mayor inyección de potencia) asegure que la frecuencia del sistema no va a descender más de un cierto límite definido a priori.

Para definir un monto máximo de desconexión de generación, se sitúa en el peor escenario, es decir, se considera la envolvente de la nube de puntos (máxima caída de frecuencia, y por ende, menor inercia sistémica), y se permite que la frecuencia mínima del sistema sea igual a  $f_{nadir}^*_{min}$  (expresada en  $50 - f_{nadir}^*_{min}$ ).

En la ecuación ( 3.6 ) se muestra cómo se determina el monto máximo de desconexión de generación.

$$F_{nadir}(\Delta P_G, P_{G_1}, P_{G_2}, \dots, P_{G_n}) \approx F_{nadir}(\Delta P_{G_{max}}) = f_{nadir}^*_{min} \Rightarrow \Delta P_{G_{max}} \quad (3.6)$$

La reserva inercial se procede a determinar considerando dos valores de frecuencia mínima permisible después de ocurrida una falla. El primer valor se fija tal que no se acepte ninguna activación de los escalones de EDAC, dando un valor igual a 49 Hz (caso 2a); y el segundo, se determina en base a que si la unidad más grande despachada falla, no se active más allá del sexto escalón de EDAC (criterio operacional del CDEC-SING en sus despachos, ver [55]), correspondiendo a una frecuencia mínima de 48,5 Hz (caso 2b).

Para incorporar esta restricción al problema de optimización, se limita las potencias máximas de las unidades de generación que sean mayores a  $\Delta P_{G_{max}}$  a dicho valor solamente entre las 7:00 y 19:00,

correspondientes a las horas donde la generación solar no es despreciable. Cabe destacar que las unidades de generación cuya potencia mínima sea mayor a  $\Delta P_{G_{max}}$ , no participan en el predespacho a dichas horas.

### 3.3 Bloque 3: Predespachos

En esta sección se procede a evaluar y comparar los costos operacionales de los predespachos, realizado en el software de optimización Plexos, a cinco días (dejando al medio del periodo el día donde ocurre la mínima demanda neta) con las distintas restricciones de reservas (ver resumen de casos de la Figura 3.5). Las principales restricciones consideradas en los distintos predespachos son las que se muestran a continuación:

1. Tiempos mínimos de operación y detención de las centrales a carbón y algunas centrales diésel, expresado en horas.
2. Tiempos que se demoran las unidades desde el estado apagado hasta alcanzar su potencia mínima expresado en  $MW/min$ .
3. Reservas para el control primario de frecuencia igual a  $70 MW$ . Se les exige a todas las unidades térmicas a carbón, diésel y GNL que proveen un mínimo del 7% de su capacidad máxima.
4. Reservas de subida y bajada para el seguimiento de la demanda neta (monto dependiente de cada caso considerado). En la Tabla A.2 se especifica a que unidades de generación convencional se les exige que brinden estas reservas.
5. Reserva pronta y detenida de corto plazo igual a  $159 MW$ . Solamente para los casos base y 2.
6. Costos de encendido y apagado de las centrales, expresado en millones de pesos. Se desprecian costos de las centrales diésel pequeñas.
7. Potencias máximas y mínimas de las unidades de generación.
8. Consumos propios de las centrales a carbón.
9. Restricciones en el sistema de transmisión (criterio  $N - 1$ ).
10. Costos variables combustibles y no combustibles de las centrales.
11. Resolución de simulación de 1 hora.
12. Tasas de toma y bajada de las unidades de generación.

Se elabora 5 casos con distintos tipos de reservas para evaluar el impacto que tienen estas sobre los costos operacionales del sistema. Tal como se puede apreciar en la Figura 3.5, los cinco casos de estudio son: Base, 1, 2, 3 y 4, en donde todos ellos tienen además la restricción adicional en el predespacho de reserva primaria (RP) que utiliza el CDEC-SING en sus despachos diarios. El caso base corresponde a la realización del predespacho con los montos de reservas en giro mencionados en la sección 3.2.2.1, además de la reserva pronta y detenida de corto plazo (RPDCP). El caso 1, en vez de considerar las reservas en giro, se plantea la utilización de las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos en el problema de optimización para el seguimiento de la demanda neta (ver sección 3.2.2.2). Para el caso 2, se realizan dos predespachos (caso 2a y 2b) aplicando por separado ambas restricciones de reserva inercial mostradas en la sección 3.2.2.3, considerando además los montos de reservas en giro utilizados en el caso base, ya que, este tipo de reservas no está pensada para el seguimiento de la demanda neta, sino que, para la estabilidad de frecuencia luego de ocurrida una contingencia del parque generador. El caso 3 corresponde a la realización del predespacho con todas las restricciones, aplicadas al mismo tiempo, de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos más la primera restricción de reserva inercial, tal que la frecuencia luego de ocurrida una falla del

parque generador no descienda más allá de 49 Hz, y sin considerar las reservas en giro. Por último, el caso 4 consta del predespacho aplicando las mismas restricciones mencionadas para el caso 3 con la diferencia de que la frecuencia mínima permisible después de ocurrida una falla del parque generador es de 48,5 Hz, y no 49 Hz.

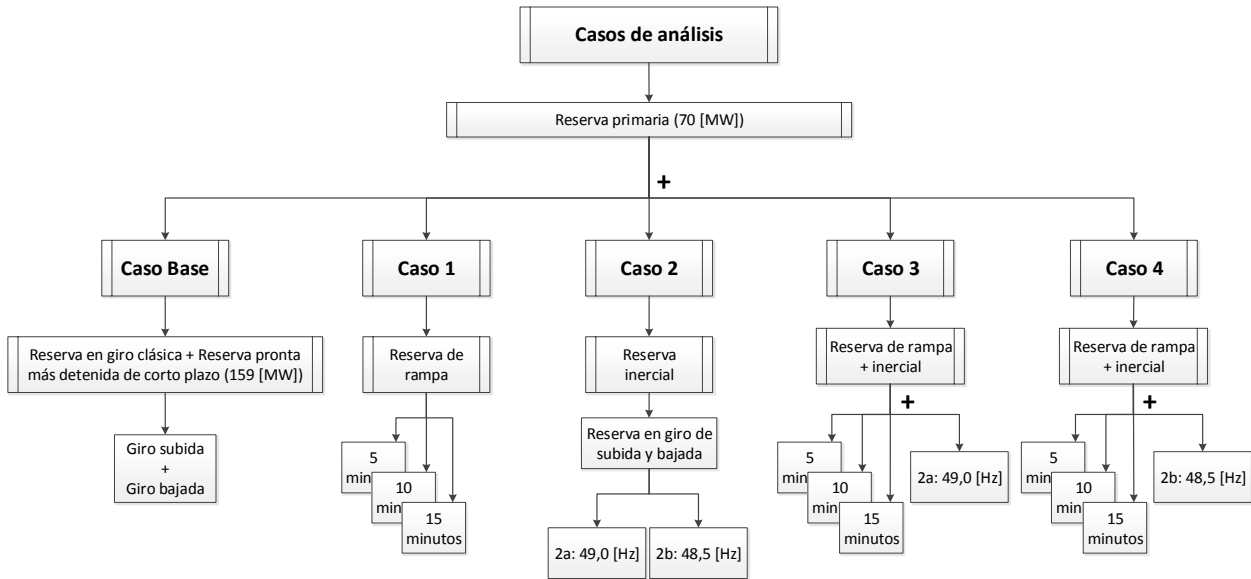


Figura 3.5: Esquema de los distintos casos de análisis a considerar

Para los casos base y 2, se determinará en cada instante si el sistema tiene la suficiente flexibilidad para desplegar sus reservas, de forma tal de compensar las variaciones de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta un mínimo del 97% del tiempo del año. Se considera que cumple la restricción mencionada anteriormente (valor igual a 1 y 0 en caso contrario), si el sistema alcanza a desplegar sus reservas en un monto igual o mayor a las reservas de rampa de 5, 10 y 15 minutos propuestas en el presente trabajo (ver Tabla 4.4); ya que éstas, aseguran que el sistema pueda compensar dichas variaciones en un porcentaje igual o mayor a 97% del tiempo del año. Cabe destacar que este análisis no se realiza para los casos 3 y 4 debido a que éstos tienen incorporada la restricción de reserva de rampa en el problema de optimización, y por ende, en todo instante, el sistema debe tener la suficiente flexibilidad para desplegar las reservas y compensar las variaciones de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta. Lo mismo se realiza para la restricción de reserva inercial, con la diferencia en que se comprueba que durante las 7:00 hasta las 19:00 hrs no esté despachada alguna unidad convencional a una potencia mayor al monto máximo de desconexión de generación (105 y 220 [MW] para los casos 2a y 2b, respectivamente). Para el peor escenario de los casos base y 2 (despacho en donde ocurre la mínima demanda neta) se realiza un análisis comparativo de la capacidad de rampa del parque generador con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta para determinar el porcentaje en que asegura el despacho el seguimiento de las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos durante el año.

El modelo implementado en el software Plexos, fue desarrollado por el CDEC-SING y solamente se adaptó el escenario de penetración de las fuentes de generación variable. Cuenta con 112 barras en servicio (de las cuales 72 presentan inyecciones de generación), 134 líneas de transmisión y 86 generadores en servicio (incluyendo los generadores ERNC). La barra de referencia es Crucero 220.

# Capítulo 4 : Caso de Estudio

Para evaluar los requerimientos y costos de reservas necesarios para la correcta incorporación de las fuentes de generación variable, se toma como caso de estudio el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) en el año 2018. A continuación se detalla las principales características consideradas.

## 4.1 Parque generador

El escenario propuesto de penetración de las fuentes de generación variable<sup>5</sup> es de aproximadamente 1400 MW de energía solar (70%) y eólica (30%), correspondiente al 20% de la capacidad instalada del parque generador (ver Figura 4.1), distribuidos en 23 plantas solares y 3 parques eólicos. Considerando lo anterior y las unidades de generación convencional, la matriz energética para el año 2018 cuenta con 83 centrales generadoras, cuya capacidad instalada por tecnología se muestra en la Tabla 4.1.

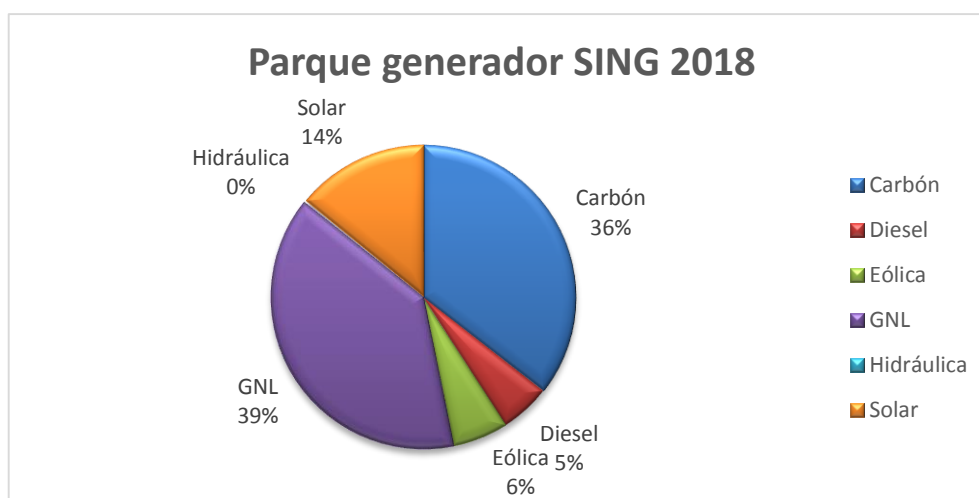


Figura 4.1: Matriz energética del SING 2018

Tabla 4.1: Capacidad instalada por tecnologías del parque generador del SING 2018

Tecnología	Número de unidades	Potencia instalada MW
Diésel	26	375,61
Carbón	15	2489,00
GNL	12	2723,20
Eólica	3	414,00
Solar	23	986,56
Hidráulica	4	14,94
<b>Total</b>	<b>83</b>	<b>7003,31</b>

<sup>5</sup> Basado en los proyectos aprobados por el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA) hasta junio de 2014.

En la Tabla 4.2 se muestra el detalle de las nuevas unidades de generación convencional consideradas en el parque generador del SING para el año 2018, las cuales considera los principales proyectos que actualmente se encuentran en construcción, tales como la central Kelar (2 unidades de 258 MW a gas) y Cochrane (2 unidades de 280 MW a carbón).

**Tabla 4.2: Capacidad instalada de nuevos proyectos de generación convencional 2014 - 2018**

<b>Tecnología</b>	<b>Número de unidades</b>	<b>Potencia instalada MW</b>
<b>Carbón</b>	2	560
<b>Diésel</b>	5	26,4
<b>GNL</b>	3	576
<b>Total</b>	<b>10</b>	<b>1162,4</b>

En la Tabla A.3 se muestra la capacidad instalada, costo variable no combustible (CVNC) supuestos y barra de conexión al SING de las centrales de generación variable consideradas en el estudio. Como no se disponía de datos de velocidad del viento y radiación solar en todas las zonas del norte del país, se realizaron las siguientes simplificaciones:

1. Los datos de velocidad del viento de las centrales Eolica\_Calama 1 y Eolica\_Valle\_de\_los\_Vientos 1 corresponde a los obtenidos de la estación meteorológica WT Calama 2. Para la central Eolica\_Sierra\_Gorda 1 se utilizaron los de WT Sierra Gorda 2 (ver Figura 3.2).
2. Los datos de radiación solar directa de la central PV\_Arica 1, PV\_Parinacota 1 y PV\_Parinacota 2 corresponden a los medidos por la estación meteorológica PV Pampa Camarones (ver Figura 3.3).
3. Para las centrales PV\_Pozo\_Almonte 1 hasta PV\_Pozo\_Almonte 9 se utilizaron los datos de radiación solar obtenidos de la estación meteorológica PV Pozo Almonte (ver Figura 3.3).
4. Para obtener la radiación solar al sureste de Iquique (PV Lagunas) se utilizó el explorador solar de la Universidad de Chile debido a que no se contaban con mediciones reales de dicha zona.
5. Para las centrales PV\_Crucero 1, PV\_Crucero 2, PV\_Encuentro 1 y PV\_Encuentro 2 se utilizaron las mediciones de la estación meteorológica PV Crucero (ver Figura 3.3).
6. Para las centrales PV\_Calama 1 hasta PV\_Calama 5 se utilizaron las mediciones de la estación PV\_Salar (ver Figura 3.3).

## 4.2 Demanda neta SING 2018

Considerando la demanda del sistema al año 2018 y las inyecciones de potencia de las fuentes de generación variable, la curva de carga neta que debe satisfacer el parque generador convencional es la que se muestra en la Figura 4.2, con un valor medio de 1857 MW y una desviación estándar anual de 408 MW. Además, se aprecia claramente que ante la inserción de las energías solares y eólicas, aumenta considerablemente la variabilidad, pasando de una desviación estándar diaria máxima de 166 MW a 560 MW. Cabe destacar que debido a que la demanda del SING no presenta una alta variabilidad, la desviación estándar de la demanda neta es fuertemente influenciada por las fuentes de generación variable (con una desviación estándar de 372 MW).

De la figura siguiente, el día en donde el sistema enfrenta la situación más crítica (menor demanda neta) desde el punto de vista de la capacidad de rampa disponible e inercia sistémica, sería el 08 de enero. Luego, en dicho día, a la hora en donde se produce la mínima demanda equivalente (o neta) se procede a calcular la capacidad disponible de tasa de subida/bajada de carga del parque generador (peor escenario).

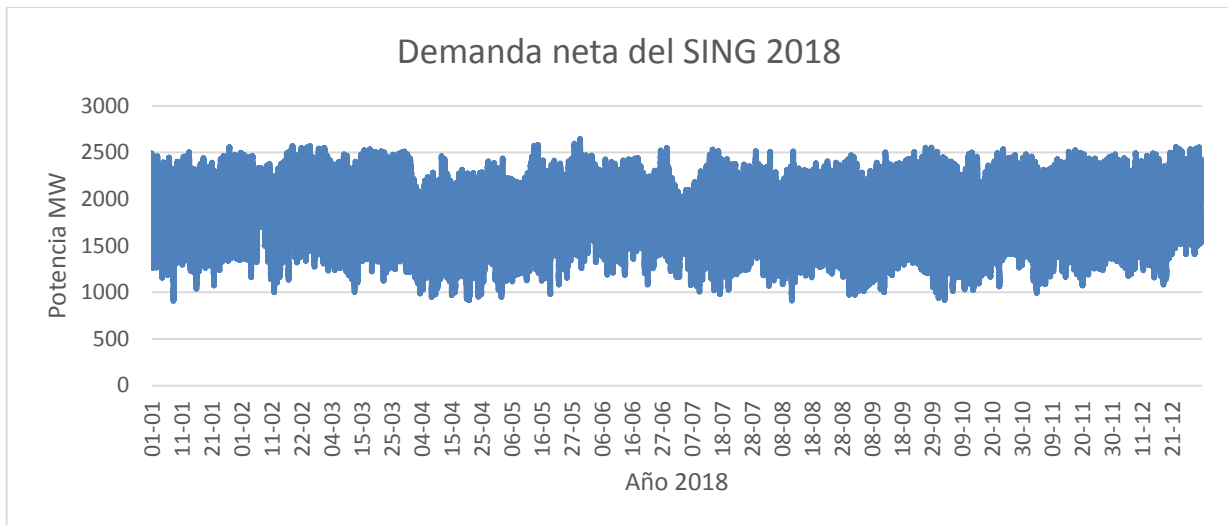


Figura 4.2: Demanda neta del SING para el año 2018

### 4.3 Determinación de reservas

A continuación se presentan se procede a determinar los requerimientos de reservas para el año 2018 bajo las diferentes metodologías, explicadas en la sección 3.2.2.1, 3.2.2.2 y 3.2.2.3 del presente trabajo.

#### 4.3.1 Reservas secundarias según CDEC-SING

Considerando la variabilidad de la demanda neta (ver Figura 4.2) y la metodología que utiliza el CDEC-SING en el cálculo de reservas secundarias (ver [53] y [54]), los montos requeridos para el año 2018 son los que se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Reservas secundarias según CDEC-SING al año 2018

Reservas secundarias según CDEC-SING	Monto MW
Reserva en giro de subida	83
Reserva en giro de bajada	199
Reserva pronta y detenida de corto plazo	159

#### 4.3.2 Reservas de rampa

Tal como se mencionó en la sección 3.2.2.2, para determinar el monto de reserva de rampa que debe tener el sistema en el año 2018, se utiliza el análisis estadístico de rampas de la demanda neta en las ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos, considerando un intervalo de confianza del 97%. Es decir, que el sistema sea capaz de compensar las variaciones de subida y bajada de la demanda neta en un porcentaje igual o mayor

al 97% del tiempo del año. Desde la Figura 4.3 hasta la Figura 4.5 muestran los requerimientos de reservas de rampa ante ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.

La Figura 4.3.a y Figura 4.3.b muestran la reserva de rampa de subida y bajada, respectivamente, que debe poseer el sistema para compensar las variaciones de 5 minutos de la demanda neta en un porcentaje igual o mayor al 97% del tiempo del año. En la Figura 4.3.a se observa que el monto de reserva de rampa que asegura compensar el 97% de los eventos de rampa durante todo el año es de  $84,86 \text{ MW}/5\text{min}$  (ver línea de color rojo de la Figura 4.3.a). Esto significa que en 5 minutos, el parque generador debe tener la suficiente flexibilidad para reacomodar sus recursos, de forma tal de aumentar sus niveles de inyecciones de potencia en  $84,86 \text{ MW}$ , y así, compensar las variaciones de subida de la demanda neta en dicha ventana de tiempo. En la Figura 4.3.b se aprecia que el sistema debe poseer una reserva de rampa de bajada de  $79,24 \text{ MW}/5\text{min}$  para compensar en un porcentaje igual o mayor a 97% del tiempo del año las variaciones de bajada de 5 minutos de la demanda neta.

La Figura 4.4.a y Figura 4.4.b muestran los requerimientos de rampas de la demanda neta ante una ventana de tiempo de 10 minutos, los cuales son mayores en magnitud a la ventana anterior, pero exigidos en mayor tiempo. Luego, considerando un intervalo de confianza del 97%, las reservas en giro de subida y bajada de 10 minutos son de  $95,54$  y  $91,98 \text{ MW}/10\text{min}$ , respectivamente.

Por último, en la Figura 4.5.a y Figura 4.5.b se muestran los análisis estadísticos de rampas de subida y bajada de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos. De dichas figuras, se obtiene que los requerimientos de reservas de subida y bajada de 15 minutos son de  $99,18$  y  $96,34 \text{ MW}/15\text{min}$ , respectivamente; los cuales comparándolos con los requerimientos de reservas de 10 minutos, se observa que los valores son similares, solamente separados por aproximadamente  $5 \text{ MW}$ .

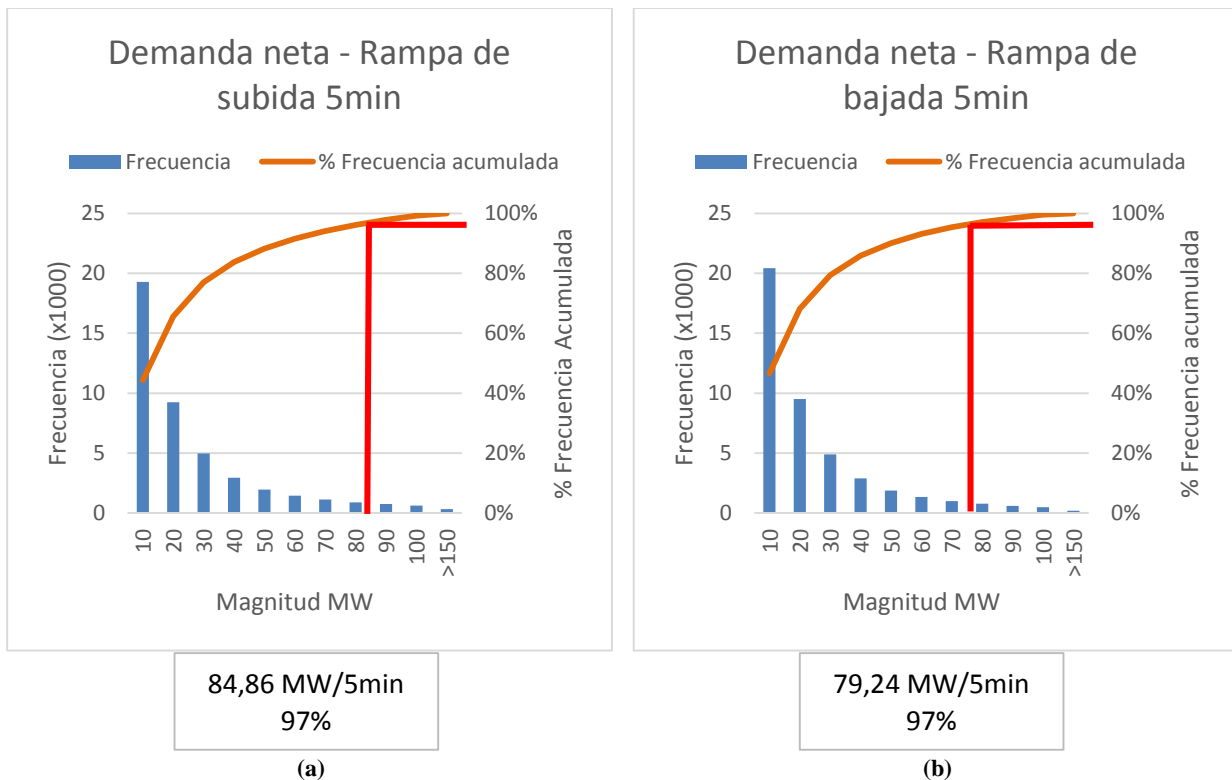


Figura 4.3: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos

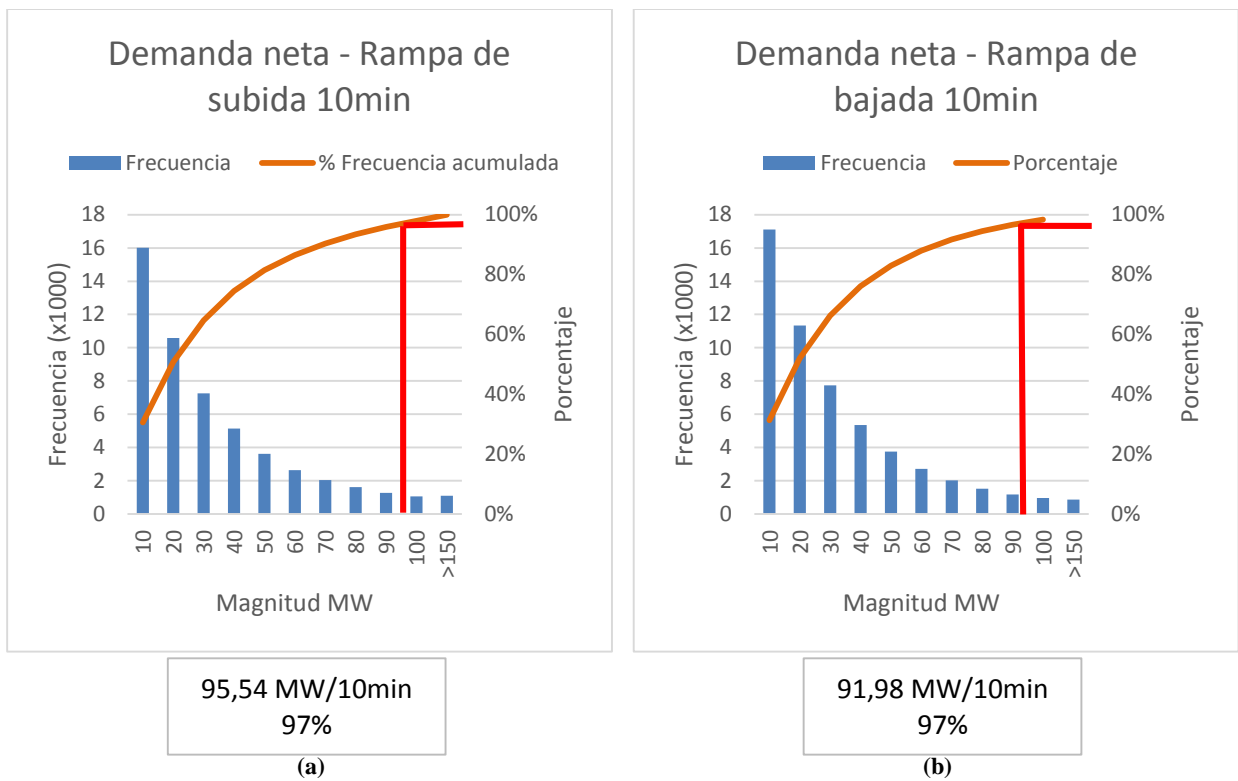


Figura 4.4: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos

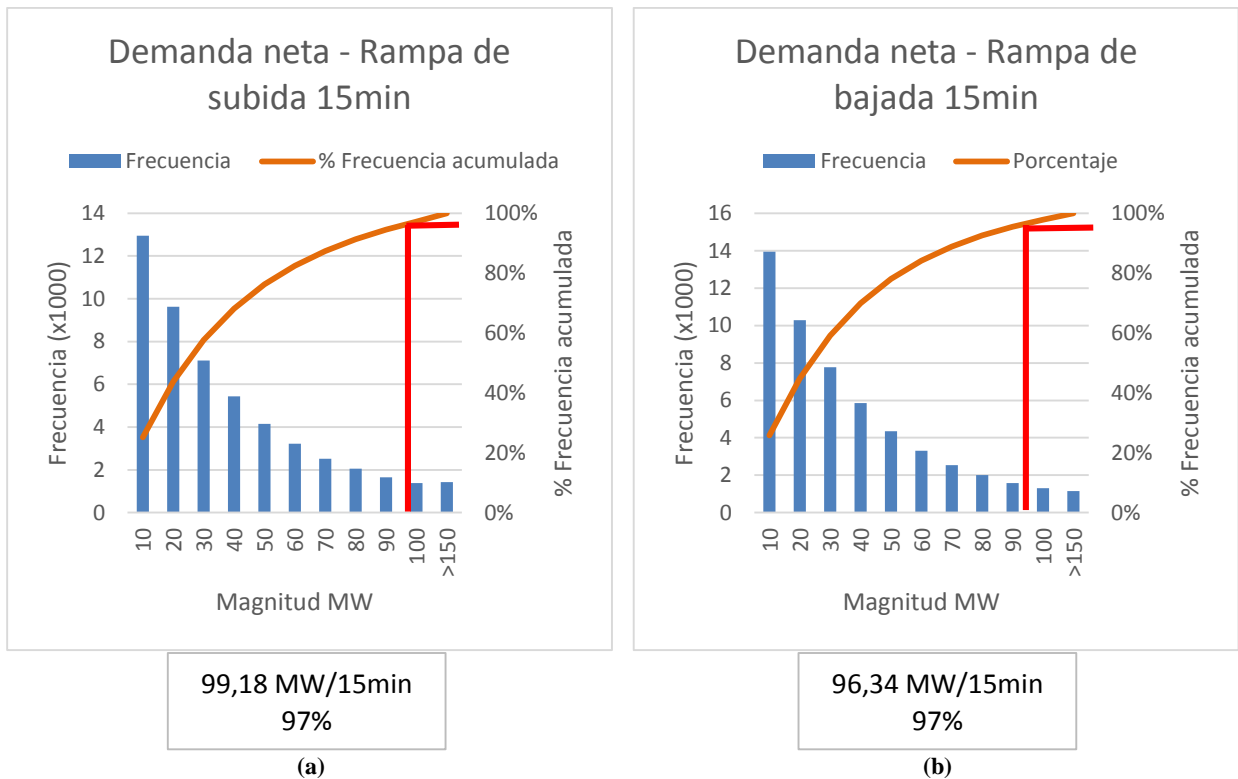


Figura 4.5: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos



En la Tabla 4.4 se muestra un resumen de los distintos requerimientos de reservas de rampa ante ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos, tal que aseguren que el sistema pueda compensar las variaciones de subida y bajada de la demanda neta en un porcentaje igual o mayor a 97% del tiempo del año.

**Tabla 4.4: Requerimientos de reservas de rampa ante distintas ventanas de tiempo (caso 1)**

Ventana de tiempo	Reservas de rampa tal que cumpla un intervalo de confianza del 97%	
	Reserva de rampa de subida necesaria	Reserva de rampa de bajada necesaria
<b>5 minutos</b>	84,86 MW/5min	79,24 MW/5min
<b>10 minutos</b>	95,54 MW/10min	91,98 MW/10min
<b>15 minutos</b>	99,18 MW/15min	96,34 MW/15min

### 4.3.3 Reserva inercial

Tal como se mencionó en la revisión bibliográfica (ver sección 2.2), la inercia sistémica limita la máxima desviación de frecuencia del sistema luego de un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación. Sin embargo, es difícil encontrar una expresión que relacione el monto de desconexión de generación y la inercia sistémica con la desviación de frecuencia luego de una falla del parque generador, ya que depende de una gran cantidad de variables. Por lo tanto, como primera aproximación se considera que las desviaciones de frecuencia solamente dependen del monto de desconexión de generación, lo que en cierta medida también está relacionado con la inercia sistémica.

Para determinar una restricción de reserva inercial, se aproxima la nube de puntos de los datos recopilados de fallas del parque generador por su envolvente para obtener un monto máximo de desconexión de generación dada una frecuencia mínima permisible, luego de un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación. Cabe destacar que considerar la envolvente representa al peor escenario, ya que, corresponde a las máximas desviaciones de frecuencia que ha experimentado el sistema, y por ende, las menores inercias sistémicas.

La Figura 4.6 muestra la recopilación de datos filtrados del 2007 al 2013 del par monto de desconexión de generación y frecuencia mínima de sistema, con su respectiva envolvente parametrizada por la ecuación (4.1). Cabe destacar que la envolvente de la nube de puntos de los datos recopilados representa una inercia sistémica de 5,70 s con una desviación estándar de 0,21 s, determinada en base a las unidades que se encontraban despachadas en la hora antes que ocurriera la falla<sup>6</sup>.

$$F_{envolvente}(\Delta P_G) \approx -8 \cdot 10^{-6} \cdot \Delta P_G^2 + 0,007 \cdot \Delta P_G + 0,35 \quad (4.1)$$

<sup>6</sup> Información disponible en la página web del CDEC-SING, en datos de la operación real del sistema.

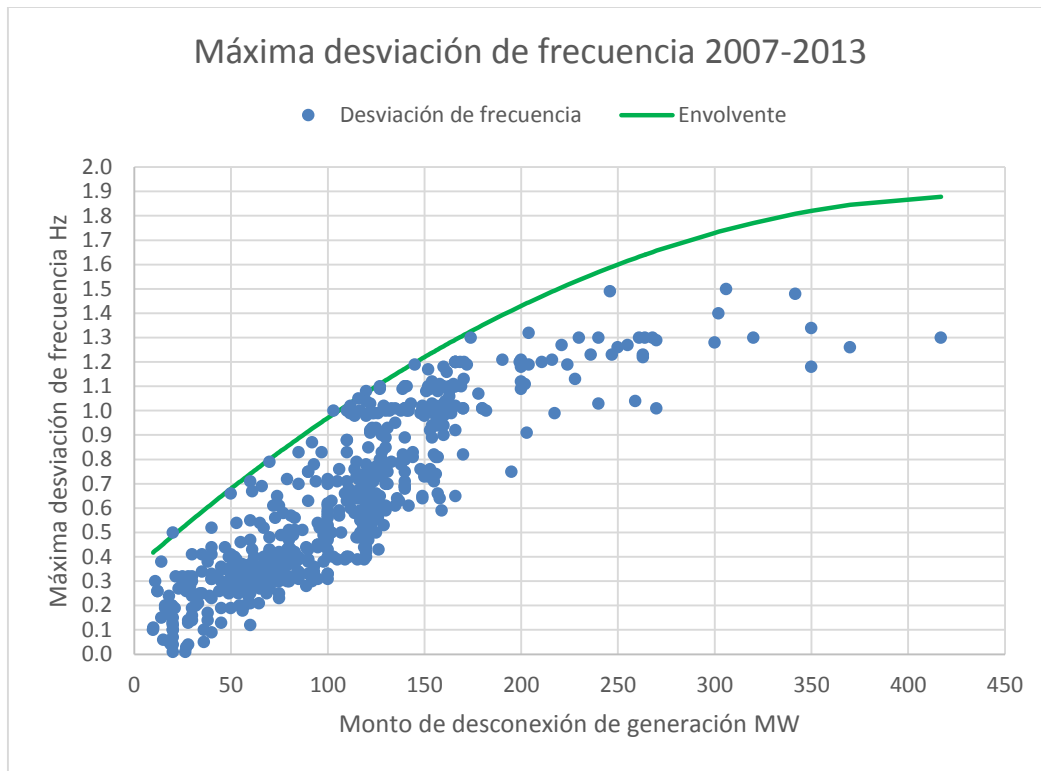


Figura 4.6: Máxima desviación de frecuencia versus monto de desconexión 2007 - 2013

Luego, tal como se mencionó en la sección 3.2.2.3, se imponen dos valores de desviaciones de frecuencia máximos permisibles. El caso 2a considera una frecuencia mínima de 49 Hz luego de ocurrida una contingencia del parque generador, es decir, una desviación de frecuencia máxima de 1 [Hz]. Por lo que tomando en cuenta la envolvente de la nube de puntos del histórico de fallas del parque generador (ver Figura 4.6), el monto máximo permisible de desconexión de generación para el caso 2a (restricción de reserva inercial 1) corresponde al que se muestra en la ecuación ( 4.2 ). Es decir, que entre las 7:00 y 19:00 hrs, el sistema no va a poder tener una unidad de generación despachada a una potencia mayor que 105 MW; ya que de caso contrario, si la central más grande sincronizada llegará a fallar, la caída de frecuencia post contingencia sería menor del límite establecido de 49 Hz, y por ende, se activaría algún escalón del EDAC. Para el caso 2b (restricción de reserva inercial 2), es análogo solamente considerando una desviación máxima de frecuencia de 1,5 Hz y un monto máximo de desconexión de generación de 220 MW, tal como se muestra en la ecuación ( 4.3 ).

$$\Delta P_{G_{max_{caso\ 2.a}}} \approx 105\ MW \tag{4.2}$$

$$\Delta P_{G_{max_{caso\ 2.b}}} \approx 220\ MW \tag{4.3}$$

# Capítulo 5 : Resultados y Análisis

---

## 5.1 Efectos de distintos tipos de reservas en el despacho

A continuación se presentan los resultados de los predespachos realizados en el software de optimización Plexos bajo las distintas restricciones de reservas determinadas en la sección 4.3 (ver Figura 3.5). Específicamente se detallan los costos operacionales, marginales en la barra de referencia del SING (Crucero 220) e incrementales de provisión de reservas. Se considera un periodo de evaluación de cinco días, dejando al medio el día donde ocurre la mínima demanda neta, con el fin incluir los elevados tiempos de operación y detención de las unidades de generación térmicas a carbón. Luego, como la mínima demanda neta ocurre el 08 de enero (ver sección 4.2), los días en donde se realiza el predespacho son el 06, 07, 08, 09 y 10 de enero.

Para los casos base y 2, se determinará en cada instante si el sistema tiene la suficiente flexibilidad para desplegar sus reservas, de forma tal de compensar las variaciones de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta un mínimo del 97% del tiempo del año. Se considera que cumple la restricción mencionada anteriormente (valor igual a 1 y 0 en caso contrario), si el sistema alcanza a desplegar sus reservas en un monto igual o mayor a las reservas de rampa de 5, 10 y 15 minutos propuestas en el presente trabajo (ver Tabla 4.4); ya que éstas, aseguran que el sistema pueda compensar dichas variaciones en un porcentaje igual o mayor a 97% del tiempo del año. Cabe destacar que este análisis no se realiza para los casos 3 y 4 debido a que éstos tienen incorporada la restricción de reserva de rampa en el problema de optimización, y por ende, en todo instante, el sistema debe tener la suficiente flexibilidad para desplegar las reservas y compensar las variaciones de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta. Lo mismo se realiza para la restricción de reserva inercial, con la diferencia en que se comprueba que durante las 7:00 hasta las 19:00 hrs no esté despachada alguna unidad convencional a una potencia mayor al monto máximo de desconexión de generación (105 y 220 MW para los casos 2a y 2b, respectivamente).

Para el peor escenario de los casos base y 2 (despacho en donde ocurre la mínima demanda neta) se realiza un análisis comparativo de la capacidad de rampa del parque generador con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta, para determinar el porcentaje en que asegura el despacho el seguimiento de las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos durante el año. Posteriormente, serán validadas las reservas si para las tres ventanas de tiempo aseguran el seguimiento del 97% de los eventos de rampas durante el año (criterio de validación de reservas secundarias del CDEC-SING, ver [53]).

Por último, en la parte final de la presente sección, se muestra un resumen de los principales resultados obtenidos de los distintos predespachos realizados.

### 5.1.1 Caso base: Considerando reservas secundarias según CDEC-SING

En esta sección se muestran los resultados del predespacho con la restricción de reserva en giro determinada a través de la metodología ocupada por el CDEC-SING (ver sección 4.3.1) en el Estudio de Control de Frecuencia y Determinación de reservas (ver [53]), incluyendo la reserva pronta y detenida de corto plazo (ver Figura 3.5).

En la Figura 5.1 se muestran los resultados de generación y costos operacionales del predespacho del caso base. Se observa claramente que disminuyen los costos considerablemente en las horas donde hay sol y que la generación eólica está presente en el amanecer y atardecer, coincidentemente con los cambios de temperatura. Además, se identifica que las centrales a gas son utilizadas para rellenar la curva de demanda solamente en las noches.

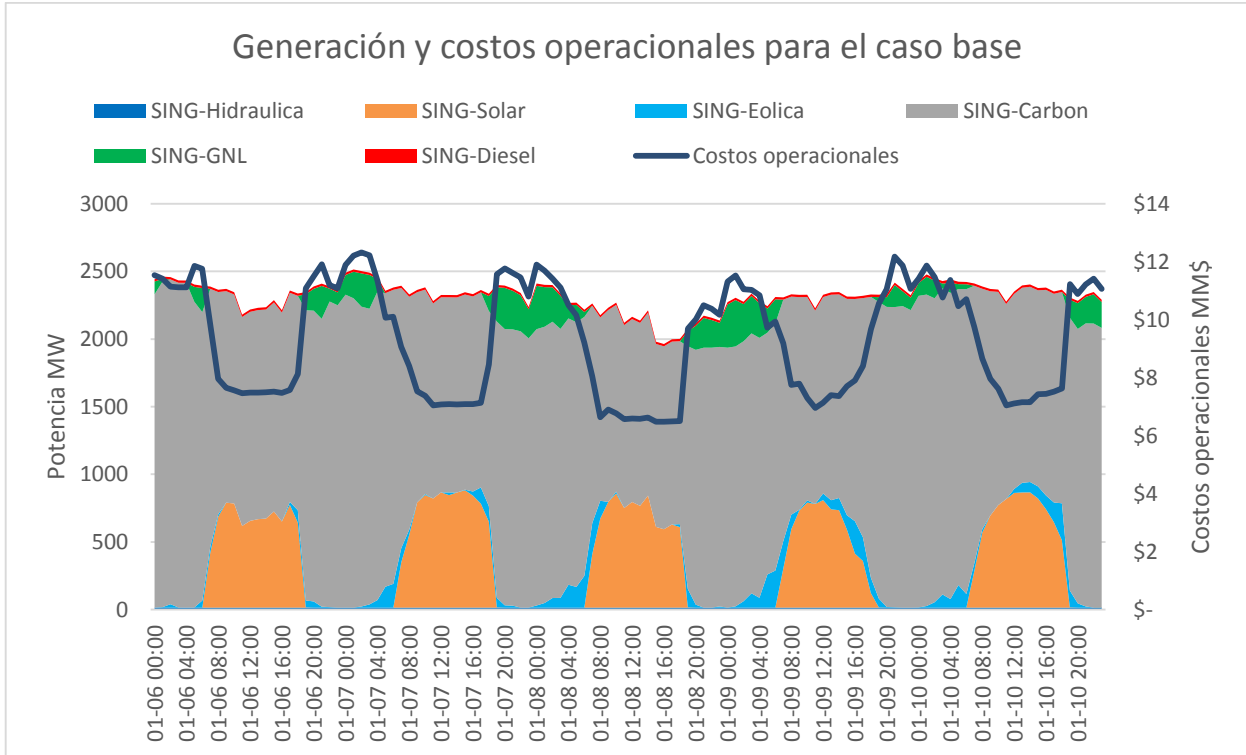


Figura 5.1: Generación y costos operacionales del predespacho para el caso base

En la Tabla 5.1 se muestran la generación de energía y la participación por tecnología, además de los costos operacionales, durante todo el periodo de evaluación. Se puede ver que la participación de las fuentes de GV llega a ser del 16,56% del total de las inyecciones de energía, y que tal como se aprecia en la Figura 5.1, las centrales convencionales a carbón satisfacen la mayor parte de la demanda del sistema.

Tabla 5.1: Generación de energía y costos operacionales del caso base

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo <i>GWh</i>	Porcentaje de participación %	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación <i>M\$</i>
Diésel	2,06	0,74	3,56
GNL	9,51	3,41	847,05
Carbón	219,03	78,61	10 048,27
Eólica	6,15	2,21	47,38
Solar	40,07	14,38	240,44
Hidráulica	1,79	0,64	0,00
<b>Total</b>	<b>278,62</b>	<b>100,00</b>	<b>11 186,68</b>

En la Figura 5.2 se muestra la evolución del costo marginal de la barra de referencia Crucero 220 durante todo el periodo de evaluación, promediando un valor de  $44,97 \text{ USD}/\text{MWh}$  y una desviación estándar de  $30,34 \text{ USD}/\text{MWh}$ . Además, se observa que el sistema debe recurrir a generación costosa para mantener el balance de potencia activa. Cabe destacar, que en las horas donde está presente la generación solar, el costo marginal del sistema alcanza su mínimo valor, igual a  $6 \text{ USD}/\text{MWh}$ .



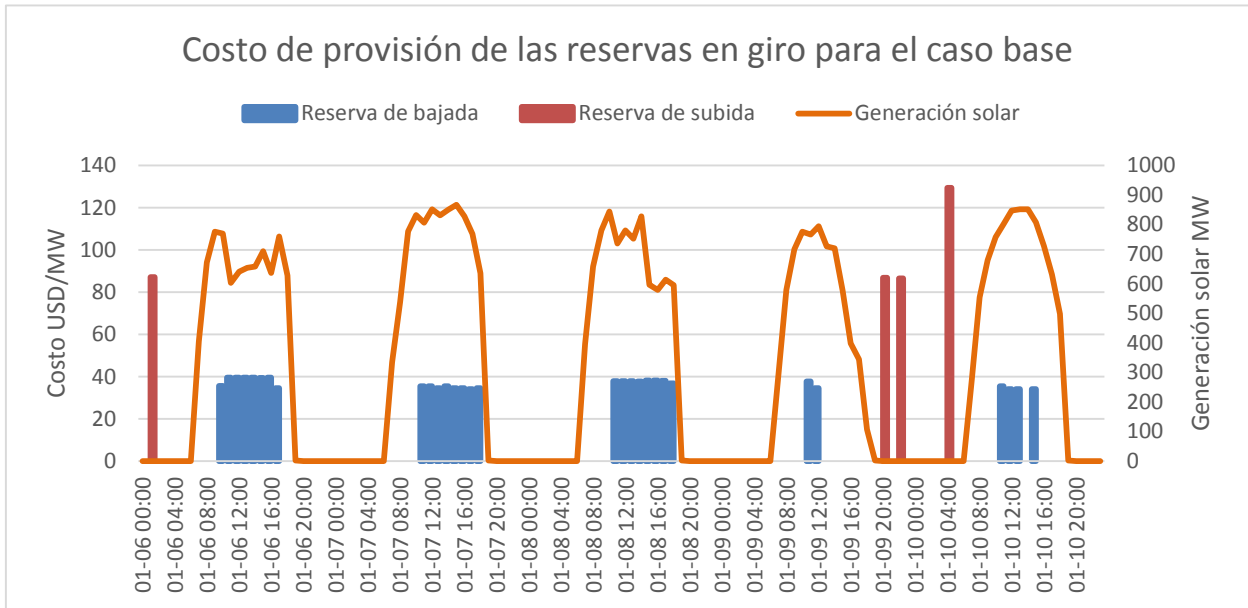
Figura 5.2: Evolución temporal del costo marginal en la barra Crucero 220 - Caso base

En la Figura 5.3 se muestra el costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso base. Si el costo de provisión de la reserva (de subida y/o bajada) es igual a cero, la restricción adicional impuesta al predespacho no se está activando en ese momento, es decir, que la solución del problema de optimización es la misma a que si no hubiera dicha restricción. Por el otro lado, si su valor es distinto de cero, la restricción de reserva en giro está cambiando el punto donde se produce el óptimo económico (restricción activa), y en consecuencia, dicho punto no es igual a la situación sin restricción de reserva. Por ejemplo, si el costo de provisión de un MW adicional de la reserva en giro de subida es igual a cero, quiere decir que el sistema tiene suficiente capacidad disponible de potencia en el parque generador para aumentar dicho MW de reserva (sistema con baja demanda) y la solución es la misma al predespacho sin dicha restricción. En el caso contrario, si su valor es distinto de cero, quiere decir que el SEP debe reorganizar sus recursos (cambiar el despacho de algunas unidades de generación o incluso prender/apagar alguna otra central) para brindar el MW adicional de reserva, saliendo del óptimo económico del caso sin restricción (sistema con demanda alta).

Luego, considerando lo anterior, de la Figura 5.3 se observa que la restricción de la reserva en giro de bajada (barras azules) solamente se activa en las horas donde está presente la generación solar, lo cual era de esperarse ya que la demanda neta que debe satisfacer el parque generador convencional en esos instantes es menor en comparación a otras horas del día. Si no hubiera restricción de reserva en giro de bajada, en las horas de sol, el proceso de optimización despacharía a su máxima capacidad disponible la generación solar y eólica (costos variables bajos en comparación a las demás centrales) y las centrales convencionales a su mínimo técnico para llenar la curva de demanda. Sin embargo, debido a que se impone una provisión de reserva en giro de bajada mínima, el sistema debe redespachar ciertas unidades a una potencia mayor que

su potencia mínima, e incluso verter generación renovable (ver Figura B.1), para cumplir con los requerimientos impuestos, y en consecuencia, cambiando el óptimo económico del problema.

En cambio, la restricción de reserva en giro de subida (barras rojas de la Figura 5.3) solamente se activa en algunas noches presentando un alto costo incremental. Esto se debe, a que en dichos momentos, el sistema experimenta una mayor demanda neta (nula o escasa participación ERNC) en comparación a las horas donde está presente la generación solar; y en consecuencia, gran parte del parque generador convencional se encuentra despachado a máximo técnico, generando una mayor dificultad para el sistema brindar un MW de reserva en giro de subida, ya que debe utilizar generación costosa.



**Figura 5.3: Costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso base**

En la Tabla 5.2 se muestra el costo promedio y la desviación estándar de provisionar al sistema un MW adicional de la reserva en giro para el caso base, en donde se aprecia que es más costoso para el sistema proveer un MW adicional de reserva en giro de bajada debido a la alta penetración ERNC evaluada que las de subida (considerando todo el periodo de evaluación).

**Tabla 5.2: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas en giro para el caso base**

<b>Reserva en giro</b>	<b>Promedio USD/MW</b>	<b>Desviación estándar USD/MW</b>
<b>De subida</b>	3,25	17,89
<b>De bajada</b>	9,16	15,96

La Figura 5.4 hasta la Figura 5.7 muestran la violación de las restricciones de seguimiento de las variaciones de subida y bajada de la demanda neta ante ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos, y monto máximo de desconexión de generación durante todo el predespacho.

En la Figura 5.4.a y Figura 5.4.b se muestra el análisis de los requerimientos de subida y bajada, respectivamente, para una ventana de tiempo de 5 minutos. De dichas figuras, se observa que durante gran parte del periodo de evaluación (tanto en el día como en la noche) se viola la restricción de subida (100

veces); es decir, que en varias ocasiones el sistema no tiene las reservas suficientes para cubrir las variaciones de subida de la demanda neta en una ventana de tiempo de 5 minutos y asegurar un porcentaje mínimo del 97%. Para el caso de bajada, solamente se observa que se incumple la restricción (58 veces) en las horas donde está presente la generación solar (aproximadamente entre las 7:00 y 20:00 hrs.). Para una ventana de tiempo de 10 minutos, se observa que la restricción de los requerimientos de subida de la demanda neta se incumple solamente en las noches (ver Figura 5.5.a) y disminuyendo aproximadamente a la mitad en la cantidad (46 veces); no así para el caso de bajada (ver Figura 5.4.b), donde no se aprecian mayores diferencias con respecto a la activación de la restricción para una ventana de tiempo de 5 minutos (ver Figura 5.5.b), siendo en total 48 veces. En una ventana de tiempo de 15 minutos (ver Figura 5.6.a y Figura 5.6.b), se observa que el número de activaciones baja en ambos casos (a 21 y 38 veces respectivamente). Sin embargo, en el día donde ocurre la mínima demanda neta, se aprecia que la mayor parte del tiempo donde está presente la generación solar, se activa la restricción de los requerimientos de bajada, razón por la cual, se analizará con mayor detalle en la próxima sección.

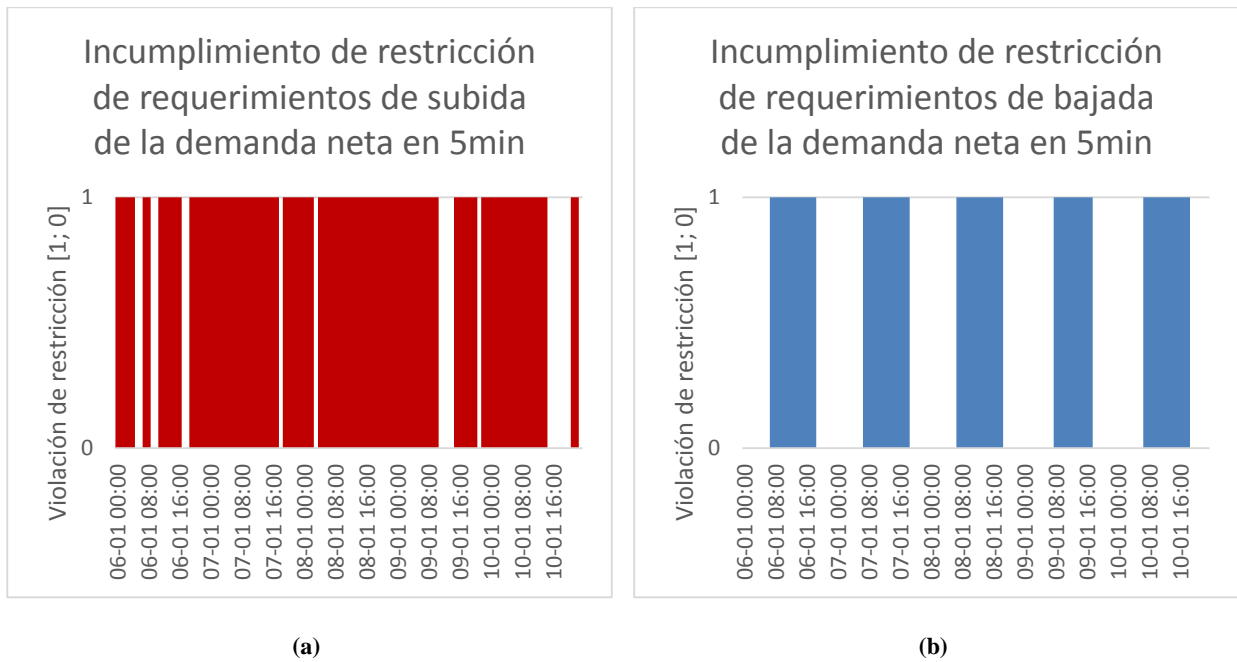


Figura 5.4: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos - caso base

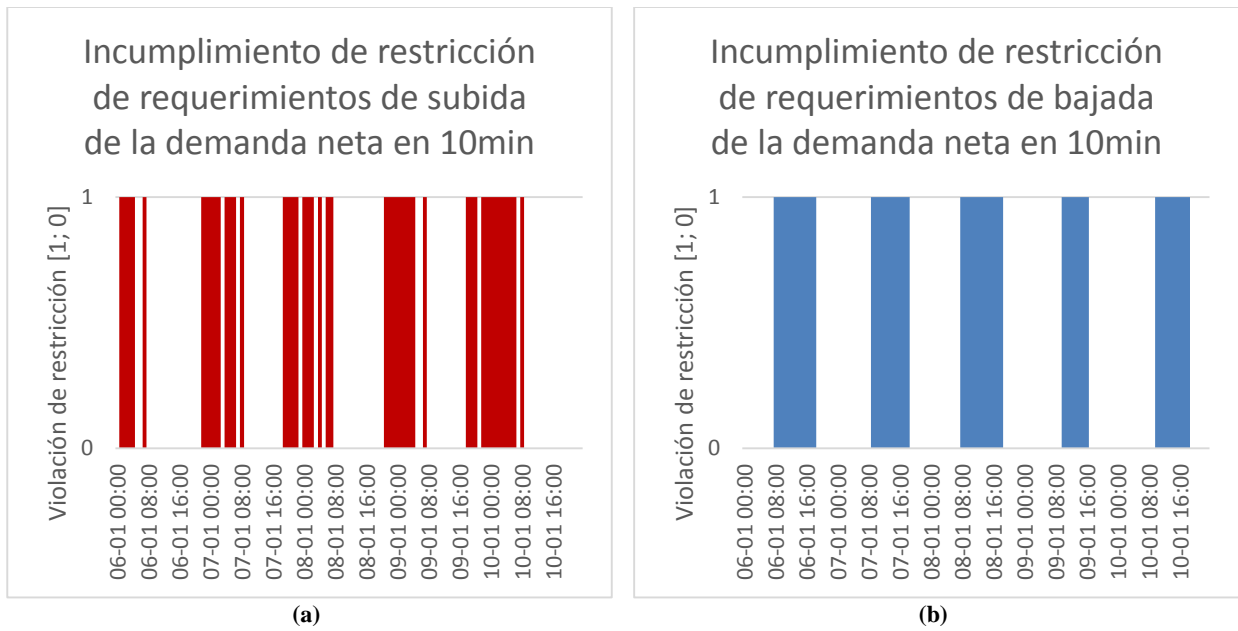


Figura 5.5: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso base

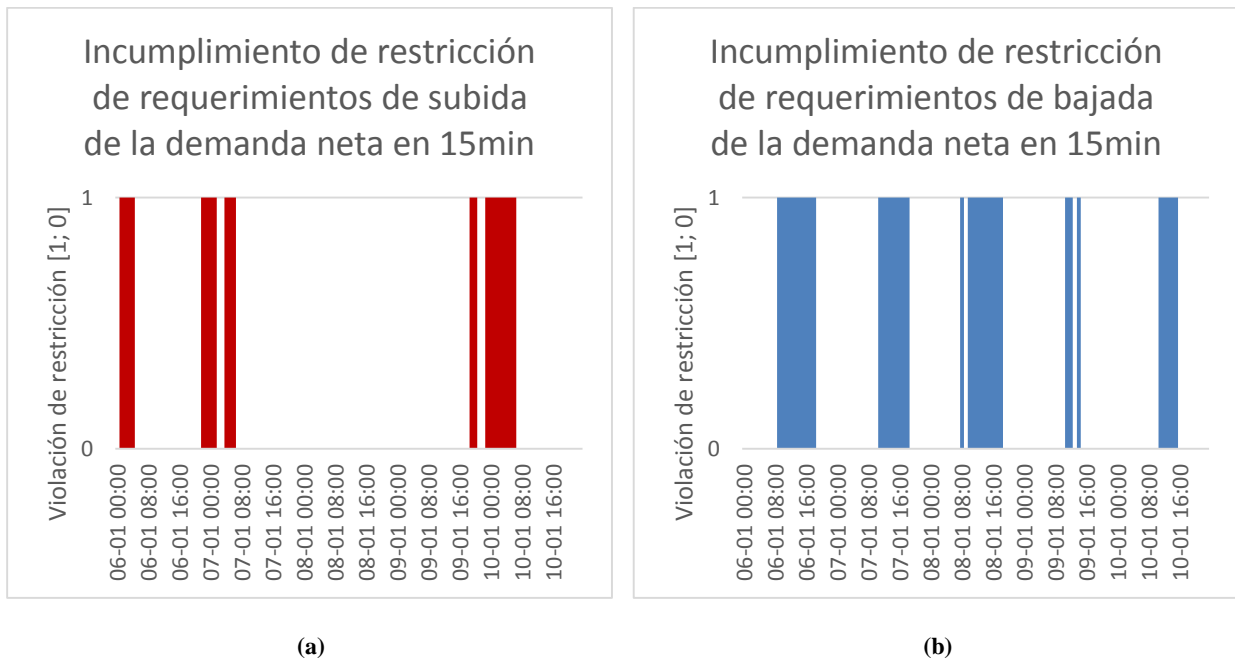


Figura 5.6: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos - caso base

Por último, en la Figura 5.7.a y Figura 5.7.b se muestra el incumplimiento de la restricción de la reserva inercial 1 (monto máximo de desconexión de generación de 105 MW) y 2 (monto máximo de desconexión de generación de 220 MW), respectivamente, durante todo el periodo del predespacho. En dichas figuras se aprecia que nunca se cumple la restricción de reserva inercial 1 (recordar que solamente se impone entre las 7:00 y 19:00 hrs., contabilizando 65 horas en total); y para el segundo caso, solamente no se está cumpliendo en las horas donde la generación solar comienza y termina de inyectar potencia, es decir, en el amanecer y atardecer (en total 19 veces).



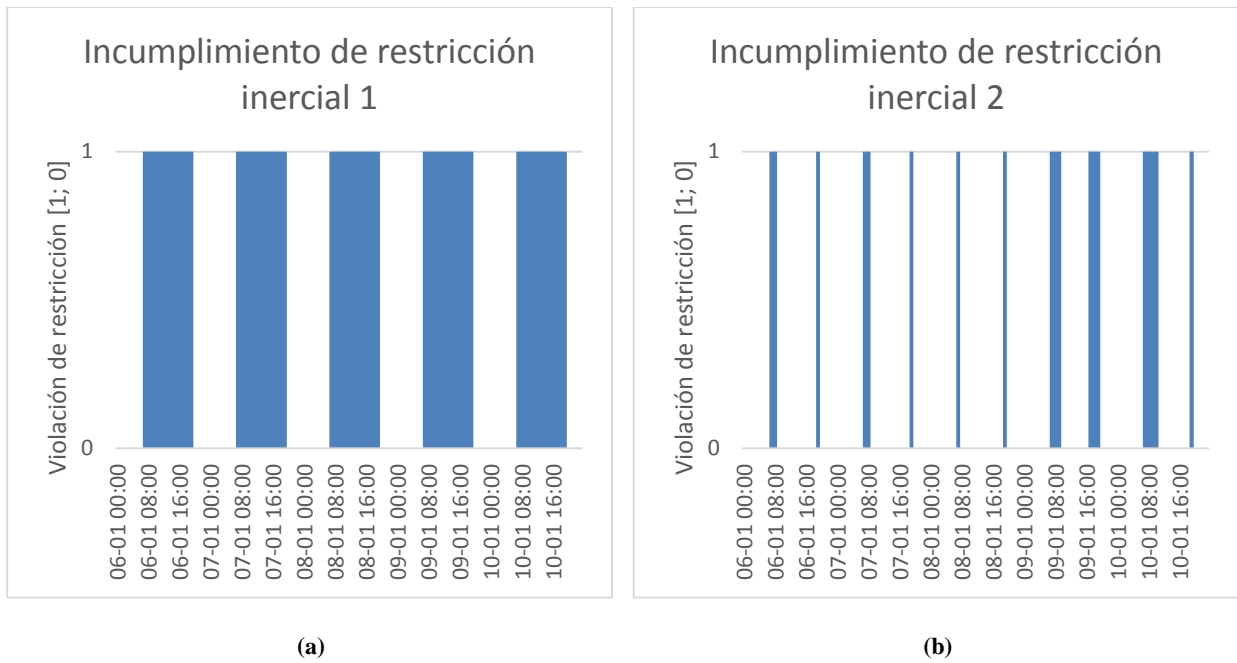


Figura 5.7: Incumplimiento de reserva inercial de 1 (a) y 2 (b) - caso base

### 5.1.1.1 Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta

Para determinar el porcentaje del tiempo de año en que las reservas en giro aseguran el seguimiento de las variaciones de subida y bajada de la carga neta, se determina la capacidad del parque generador en desplegar sus reservas cuando el sistema enfrenta la mínima demanda neta. Los resultados de inyecciones de potencia, vertimiento de las fuentes de GV, demanda y unidades de generación convencional que brindan reservas al satisfacer la mínima demanda neta se muestran en la sección B.1.1. En la Tabla 5.3 se aprecian los montos de reservas que el despacho en la mínima carga neta es capaz de desplegar en ventanas de tiempo de 5 hasta 30 minutos.

Tabla 5.3: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso base

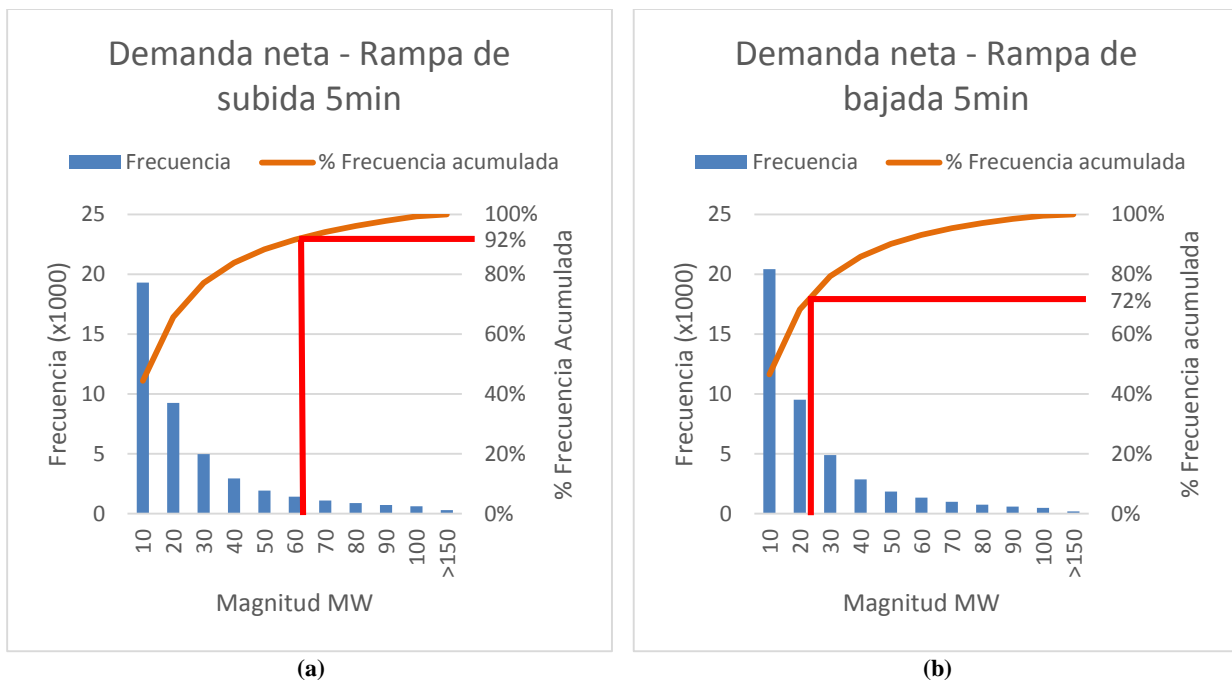
	Potencia de subida disponible MW	Potencia de bajada disponible MW
<b>En 5 min</b>	61,75	24,0
<b>En 10 min</b>	122,50	48,0
<b>En 15 min</b>	183,25	72,0
<b>En 20 min</b>	244,00	96,0
<b>En 25 min</b>	304,75	120,0
<b>En 30 min</b>	365,50	144,0

La Figura 5.8.a y Figura 5.8.b. muestran la intersección (línea de color rojo) de la reserva disponible en 5 minutos del despacho en la mínima demanda neta (ver Tabla 5.3) con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos. Como se puede observar de ambas figuras, el porcentaje del tiempo que el sistema puede seguir las variaciones de la demanda neta es menor a 97% del tiempo del año (92,03 y 72,66% para los casos de subida y bajada, respectivamente). Por lo tanto, las

reservas en giro determinadas según la metodología que utiliza el CDEC-SING no aseguran el cumplimiento del intervalo de confianza del 97% para variaciones de la demanda neta de 5 minutos. En consecuencia, el sistema podría presentar problemas de estabilidad de frecuencia en un 7,97 y 27,34% del tiempo del año para las variaciones de subida y bajada, respectivamente.

En la Figura 5.9.a y Figura 5.9.b se muestran los requerimientos de rampas para una ventana de tiempo de 10 minutos y la potencia disponible en 10 minutos (ver Tabla 5.3) para el despacho en la mínima demanda neta. En la primera figura se observa que el porcentaje del tiempo del año en donde el sistema puede seguir las variaciones de subida de la demanda neta es mayor al mínimo exigido; pero no así para los de bajada que sigue siendo menor a 97%. Luego, los montos de reservas en giro determinadas en base a variaciones de la demanda neta sin considerar restricciones técnicas de las unidades de generación, solamente aseguran el seguimiento de las variaciones de subida de la demanda neta de 10 minutos en un porcentaje mayor al 97% del tiempo, no así para el caso de bajada.

Por último, en la Figura 5.10.a y Figura 5.10.b se muestra la intersección de la potencia disponible en 15 minutos (ver Tabla 5.3) para el despacho (línea de color rojo) en la mínima demanda neta con el análisis estadístico de rampas para una ventana de tiempo de 15 minutos. En la Figura 5.10.a, al igual que el caso anterior, los requerimientos de rampas de subida de la demanda neta se cubren aproximadamente el 99,99% del tiempo del año; pero todavía se evidencian problemas para el caso de las rampas de bajada, en donde el porcentaje es menor al límite establecido de 97%.



**Figura 5.8: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso base**

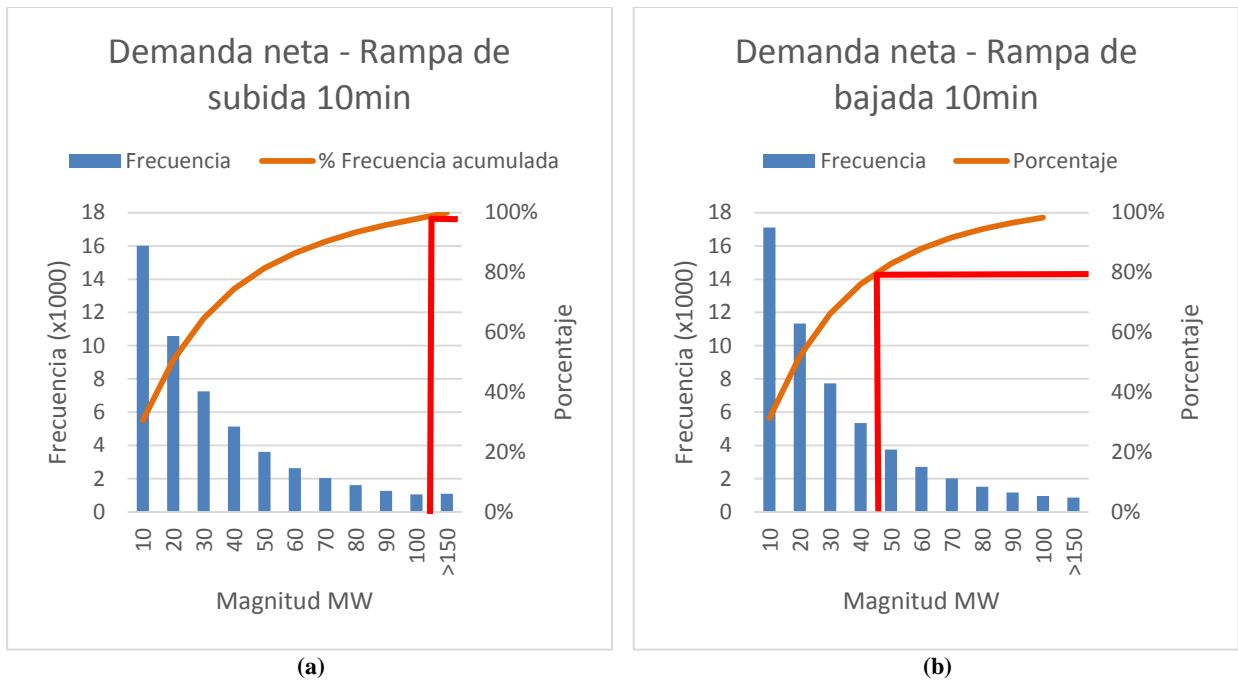


Figura 5.9: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso base

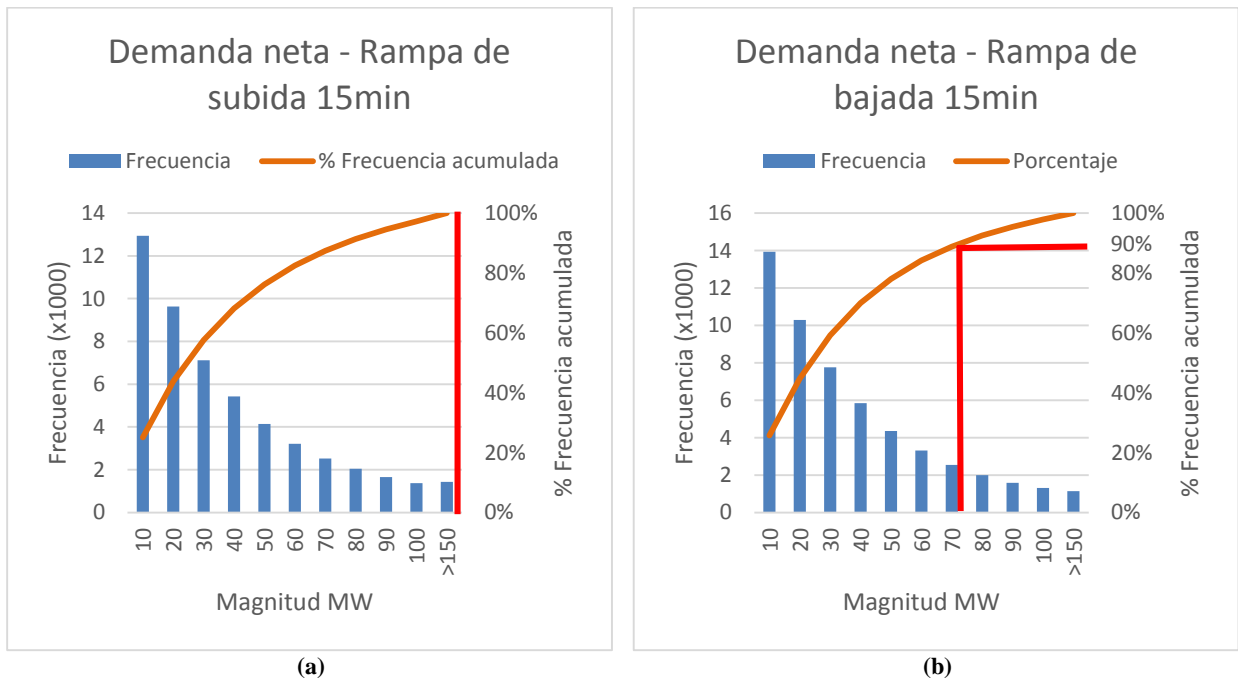


Figura 5.10: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso base

Por lo tanto, considerando los resultados mostrados en la presente sección, la determinación de reservas en giro en base a variaciones de la demanda realizadas en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING, sin considerar las restricciones técnicas de las unidades de generación son insuficientes para cubrir los requerimientos de rampas de subida en ventanas de tiempo de 5 minutos, y para las rampas de bajada en ventanas de tiempo de 5, 10, 15 y 20 minutos. Para horizontes mayores de evaluación, el sistema presenta

porcentajes mayores a 97% en que asegura el seguimiento de las rampas de la demanda neta, tanto para el caso de subida y bajada.

### 5.1.2 Casos 1: Considerando reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos

En esta sección solamente se mencionaran los principales resultados del predespacho del caso 1 (restricciones de reservas de rampa de 5, 10 y 15 minutos); debido a que éstos son muy similares al caso base. Para mayor detalle ver sección B.2 del presente trabajo.

Con respecto a los costos operacionales, la inclusión de las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos en vez de las reservas en giro determinadas con la metodología que utiliza el CDEC-SING, no implica un aumento o disminución importante de éstos. Sin embargo, considerando el criterio de seguimiento de las variaciones de la demanda neta, sí hay una gran diferencia. Imponer las restricciones de reservas de rampas al problema de optimización, le da al sistema una mayor robustez debido a que está preparado para absorber los cambios de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta durante todo el periodo de evaluación; a diferencia del caso base, en donde solamente en algunas ocasiones cumple con dicho criterio. Cabe destacar que en hasta una ventana de tiempo de 30 minutos, no se aprecian problemas con el seguimiento de las variaciones de subida de la demanda neta.

Analizando la activación de las restricciones de reservas de rampas, se observa que aumenta la cantidad de veces en que se activan dichas restricciones con respecto al caso base, y por ende, modificando el óptimo económico del problema de optimización sin restricciones de reservas de rampas en un mayor número de ocasiones.

Por último, en comparación con el caso base, este caso experimenta un mayor costo marginal promedio (48,75 USD/MWh) presentando un incremento en su variabilidad (desviación estándar de 40,66 USD/MWh), debido a la mayor participación de generación costosa en el abastecimiento de la demanda.

### 5.1.3 Caso 2: Considerando restricciones de inercia

En la presente sección se muestran los resultados del predespacho al imponer las restricciones de reserva inercial. La primera restricción de reserva inercial corresponde a que ninguna unidad de generación esta despachada a una potencia mayor de 105 MW, de tal manera de que si falla la unidad más grande sincronizada, la frecuencia del sistema no descienda más allá de los 49 Hz (ningún escalón del EDAC permitido). Sin embargo, al realizar la simulación en el software Plexos, dio que es imposible cumplir con todas las restricciones impuestas, es decir, que el problema es infactible. Es por esta razón que se procedió a aumentar el primer límite impuesto a 125 MW que corresponde a que si la unidad más grande despachada llegará a fallar, la frecuencia del sistema no descienda más allá de los 48,9 Hz (máximo dos escalones del EDAC permitidos).

Por lo tanto, las nuevas restricciones de reserva inercial para los casos 2a (restricción de reserva inercial 1) y 2b (restricción de reserva inercial 2) son las que se muestran en las ecuaciones ( 5.1 ) y ( 5.2 ), respectivamente.

$$\Delta P_{G_{max_{caso\ 2,a}}} \approx 125\ MW \quad (5.1)$$

$$\Delta P_{G_{\max \text{ caso } 2.b}} \approx 220 \text{ MW} \tag{5.2}$$

Luego, considerando las nuevas restricciones de reserva inercial se realizan dos predespachos con cada una de las restricciones mostradas anteriormente incluyendo las restricciones de reservas en giro tal como se explicó en la sección 3.3.

Solamente se detallarán los resultados para el caso 2a, ya que a diferencia del caso 1, son muy distintos con respecto al caso base, y no así para el caso 2b. Para mayor detalle de este último caso, ver sección B.3.2 del presente informe.

### 5.1.3.1 Caso 2a: Restricción de reserva inercial 1

En la Figura 5.11 se muestra los resultados de las inyecciones de potencia por tecnología y costos operacionales durante los 5 días de estudio apreciándose claramente un aumento en la participación de las tecnologías a gas y diésel a causa de la restricción de limitación de generación que afecta principalmente a las unidades carboneras (las cuales tienen altos mínimos técnicos). La participación de esta última disminuye, causando un incremento de los costos operacionales en comparación a los demás casos, tal como se puede observar en la Tabla 5.4.

De la Figura 5.11 se observa la presencia de descensos abruptos de la generación en las horas donde sale y se esconde el sol, coincidentemente con aumentos de los costos operacionales.

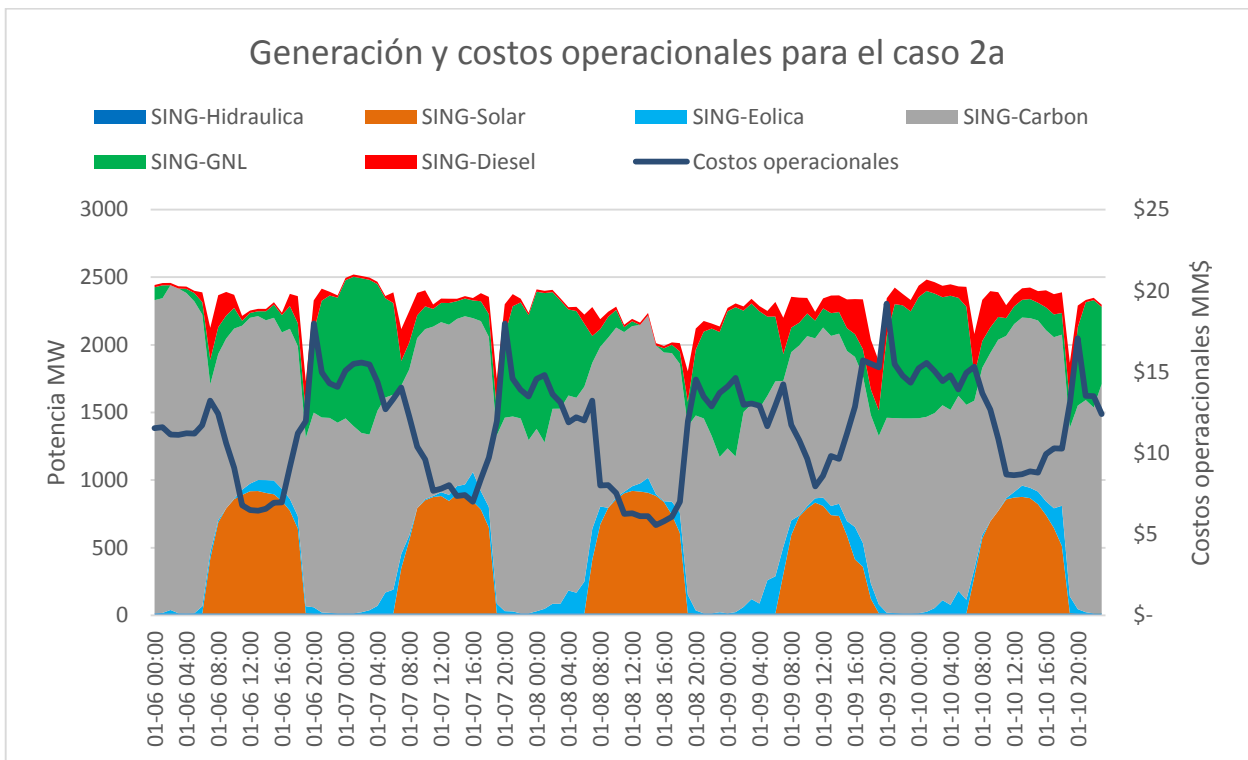


Figura 5.11: Generación y costos operacionales para el caso 2a

Tabla 5.4: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para caso 2a

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo <i>GWh</i>	Porcentaje de participación %	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación <i>M\$</i>
Diésel	11,79	4,27	1 902,96
GNL	47,96	17,38	4 209,22
Carbón	163,87	59,38	7 532,15
Eólica	7,69	2,79	59,19
Solar	42,87	15,53	257,19
Hidráulica	1,79	0,65	0,0
<b>Total</b>	<b>275,96</b>	<b>100,00</b>	<b>13 960,70</b>

Debido a la gran limitación de generación que se impone en este caso (potencia máxima despachada igual o menor a 125 MW), las principales unidades base a carbón no participan en el despacho durante todo el periodo (ANG1, ANG2, Cochrane 1, Cochrane 2, entre otras), provocando que el problema de optimización despache varias unidades pequeñas y tenga que permitir energía no suministrada, a causa de que en ciertas horas del día, cuando la generación renovable es mínima (en el amanecer y atardecer), la generación convencional disponible es menor a la demanda, razón por la cual, el sistema experimenta un gran aumento de los costos operacionales y marginales. Lo anterior se aprecia en la Figura 5.11 y Figura 5.12. Cabe destacar que el costo marginal promedio del sistema (152,79 USD/MWh) es menor que su desviación estándar (158,50 USD/MWh), evidenciando el aumento de la variabilidad de este costo. En la Tabla 5.5 se muestra la cantidad de energía no suministrada durante todo el periodo de evaluación, además de su valorización.

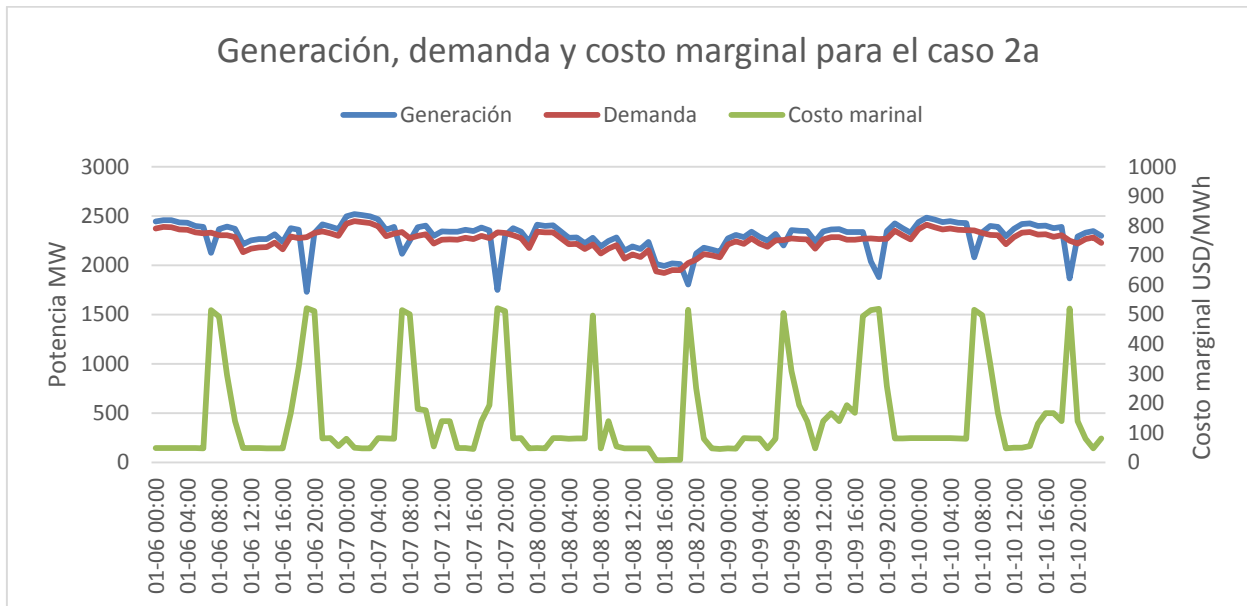


Figura 5.12: Generación, demanda y costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 2a

Tabla 5.5: Energía no suministrada para el caso 2a

	<i>GWh</i>	<i>Costo USD/MWh</i>
<b>Energía no suministrada</b>	4,02	537,56

En la Figura 5.13 se muestra el costo incremental de proveer un MW adicional de reservas en giro para la simulación del caso 2a, observándose claramente que el número de veces que se activa la restricción de reserva en giro de subida aumenta considerablemente en las horas de salida y puesta del sol en comparación a los casos base (ver Figura 5.3) y 1 (ver Figura B.5 y Figura B.6). Para el caso de la restricción de reserva en giro de bajada, solamente se activa en unas pocas horas de un día (desde las 15:00 hasta las 19:00 hrs del día 08 de enero) a causa de que la restricción impuesta de reserva inercial provoca que estén despachadas varias unidades de generación convencional de menor tamaño y bajos mínimos técnicos a una potencia mayor que su potencia mínima, y por ende, el sistema no tendría mayores problemas para disminuir sus niveles de inyección de potencia si fuera necesario.

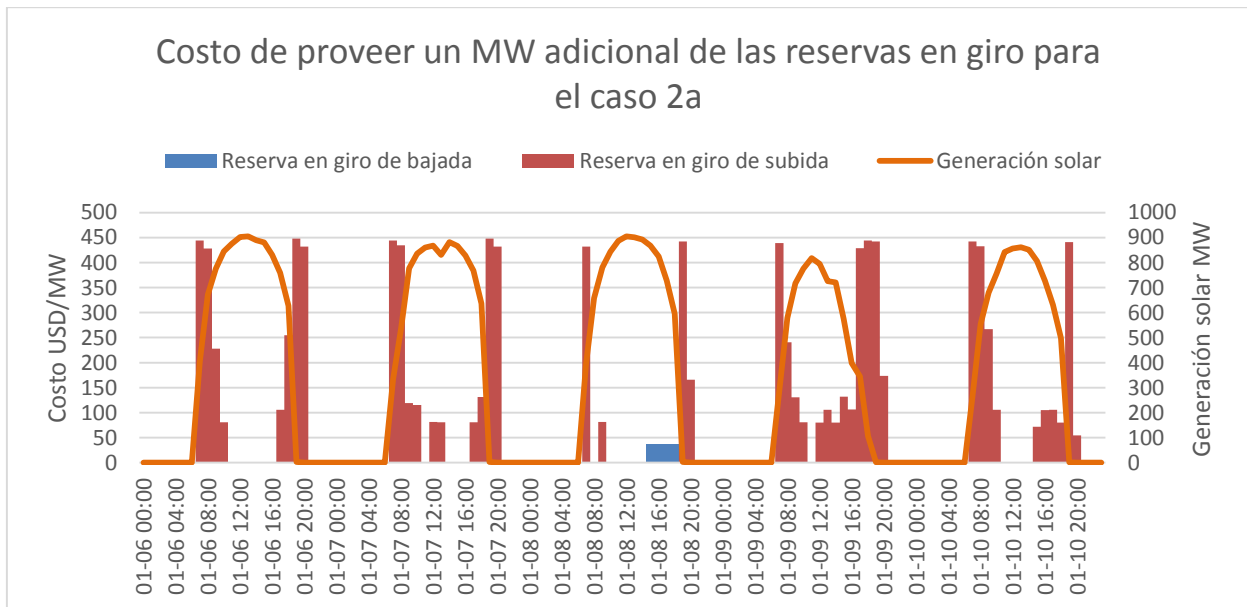


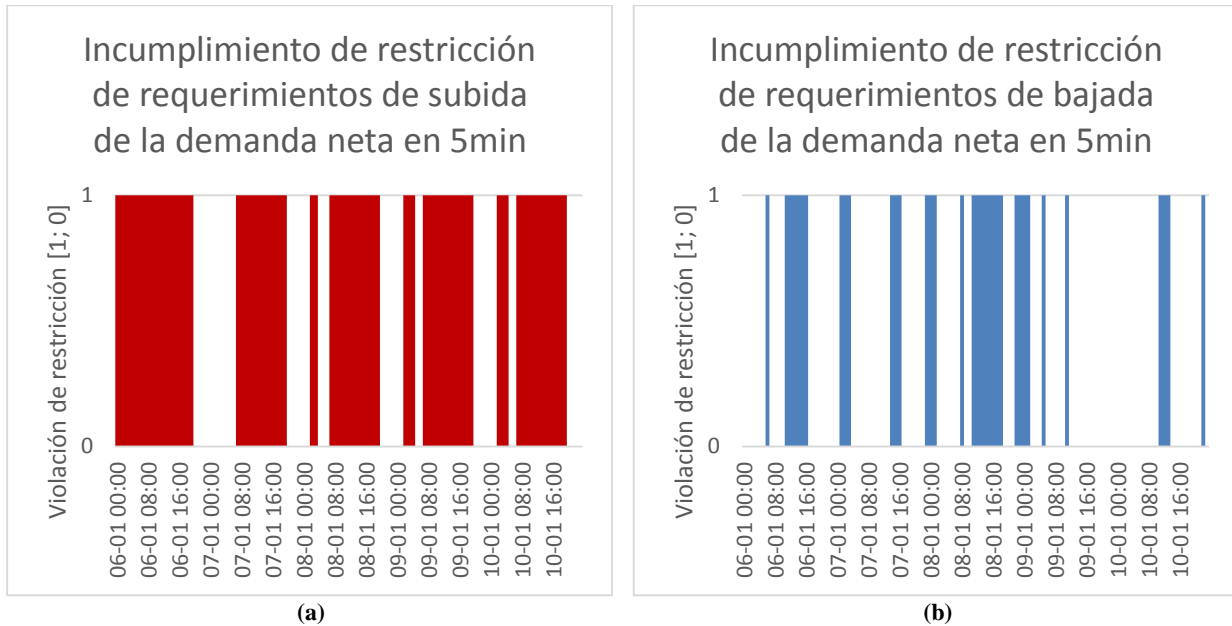
Figura 5.13: Costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso 2<sup>a</sup>

En la Tabla 5.6 se muestra el promedio y desviación estándar del costo de proveer un MW adicional de las reservas en giro para el caso 2a observándose que el sistema tiene mayores dificultades la gran parte del tiempo de proveer un MW adicional de las reservas en giro de subida en comparación con las de bajada. Esto se debe a que a raíz de no contar con las unidades carboneras de mayor tamaño en el predespacho, se deben encender varias unidades pequeñas a una potencia mayor que su mínimo técnico, incluso algunas a máximo técnico, para asistir en el balance de potencia activa y brindar reservas en giro de subida.

Tabla 5.6: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 15 minutos para el caso 2a

<b>Reserva de rampas</b>	<b>Promedio [USD/MW]</b>	<b>Desviación estándar [USD/MW]</b>
<b>De subida</b>	90,82	153,27
<b>De bajada</b>	1,27	6,86

En la Figura 5.14.a y Figura 5.14.b se muestra la cantidad de veces que el sistema no tiene suficientes reservas para compensar las variaciones de la demanda neta en un porcentaje mínimo de 97% del tiempo del año en una ventana de tiempo de 5 minutos durante todo el periodo del predespacho. Como se puede apreciar de dichas figuras, el sistema presenta una menor cantidad de veces que no puede cumplir con los requerimientos mínimos de subida (80 veces) en comparación con el caso base (100 veces). Lo mismo sucede al comparar la cantidad de veces en que el sistema no tiene suficientes reservas para compensar las variaciones de bajada de la demanda neta, en donde de 58 (caso base) se reduce a 35 ocasiones.

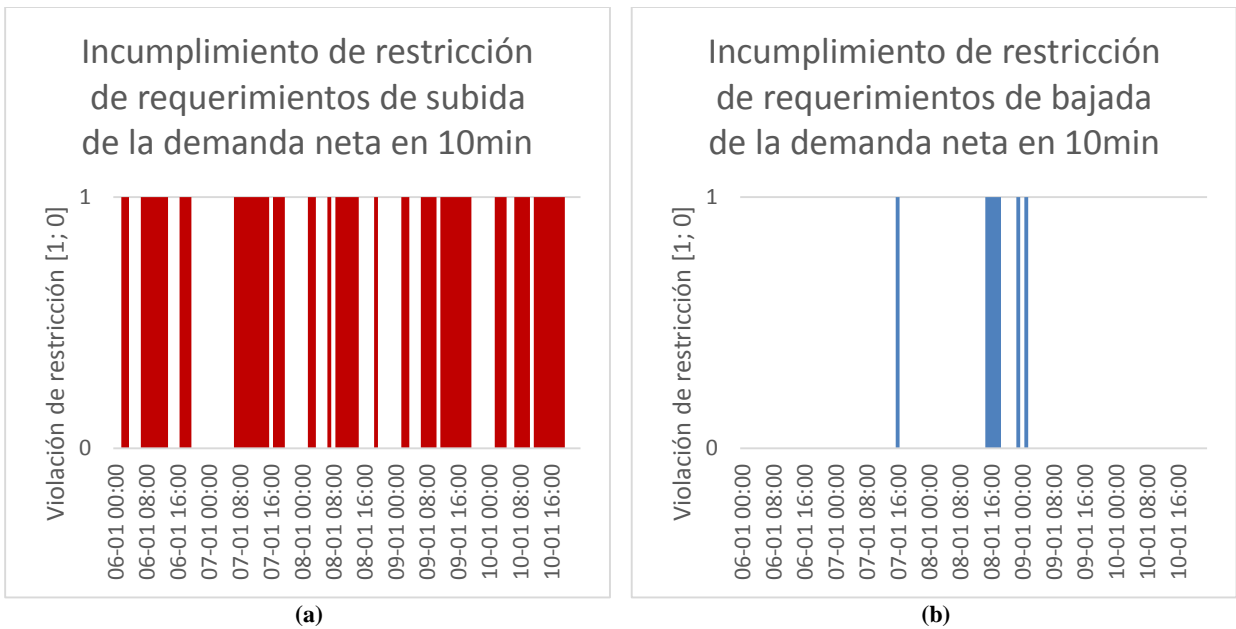


**Figura 5.14: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos – caso 2a**

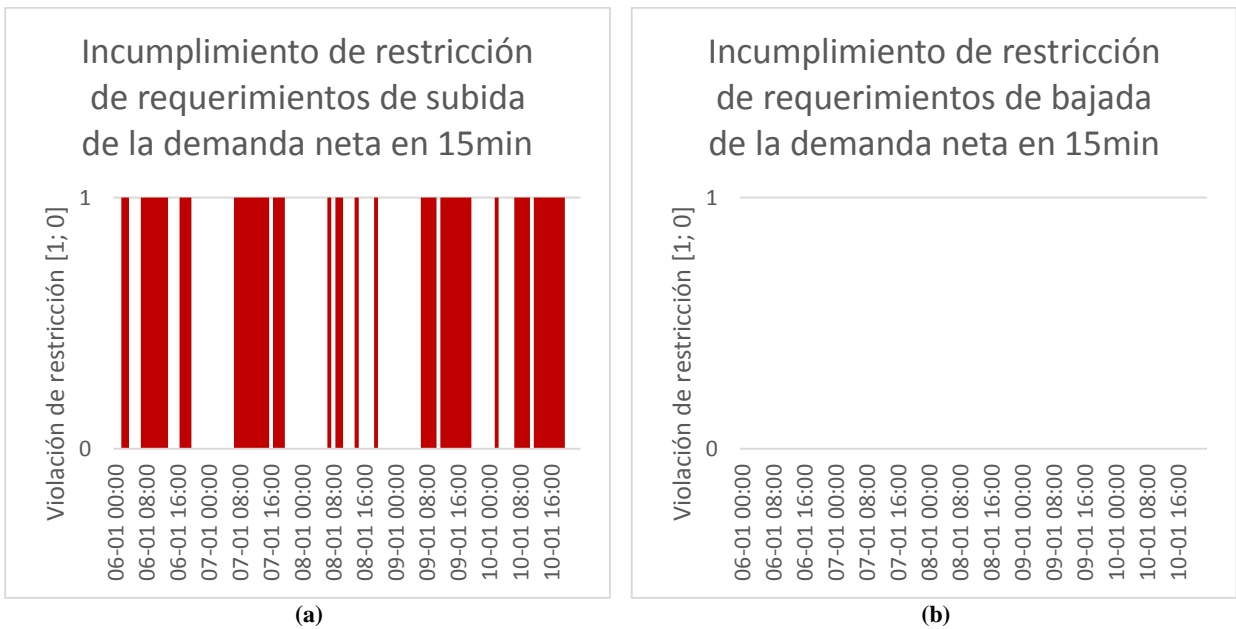
Para una ventana de tiempo de 10 minutos (ver Figura 5.15.a y Figura 5.15.b), se observa que el sistema disminuye la cantidad de veces que no puede cumplir los requerimientos de subida de la demanda neta (63 ocasiones) en comparación al mismo caso en una ventana de tiempo de 5 minutos. Sin embargo, todavía sigue siendo problemas tener las reservas de subida suficientes en el día. Para el caso de bajada, se aprecia una disminución importante del número de veces que el sistema no tiene suficientes reservas para asegurar el seguimiento de la demanda neta en un 97% del tiempo del año (7 veces) en comparación al caso base.

Por último, en la Figura 5.16.a y Figura 5.16.b se muestra el análisis de detección de incumplimiento de la restricción de seguimiento de la demanda neta en una ventana de tiempo de 15 minutos, en donde, para el caso de subida, no se aprecia una diferencia significativa con la anterior ventana de tiempo analizada. Sin embargo, si sucede para los requerimientos de bajada, apreciándose que el sistema tiene suficientes reservas de potencia activa para asegurar el seguimiento de las variaciones de bajada de la demanda neta en un 97% del tiempo durante todo el periodo de simulación del predespacho.





**Figura 5.15: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso 2a**



**Figura 5.16: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos – caso 2ª**

Es importante mencionar que debido a que este caso se trata de limitar la generación máxima a 125 MW durante las 7:00 hasta las 19:00 hrs, la restricción del monto máximo de generación de 220 MW siempre se cumple. Es por ello, que no se mostrarán más detalles con respecto al criterio de reserva inercial. Luego, al igual que los casos anteriores, se procede a determinar la capacidad de rampa del despacho de worst-case para compararlas con el análisis estadístico de la demanda neta.

### 5.1.3.1.1 Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta

Al igual que la sección 5.1.1.1, se procede a determinar las reservas que el despacho en la mínima demanda neta es capaz de desplegar en ventanas de tiempo de 5 hasta 30 minutos, para su posterior comparación con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta. Los resultados de inyecciones de potencia, vertimiento de las fuentes de GV, demanda y unidades de generación convencional que brindan reservas al satisfacer la mínima demanda neta se muestran en la sección B.3.1.1.

Considerando las unidades de generación que brindan reservas en giro (ver Tabla B.6), las potencias disponibles en ventanas de tiempo de 5 hasta 30 minutos son las que se muestran en la Tabla 5.7.

**Tabla 5.7: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso 2a**

	<b>Potencia de subida disponible MW</b>	<b>Potencia de bajada disponible MW</b>
<b>En 5 min</b>	59.25	37
<b>En 10 min</b>	104.50	74
<b>En 15 min</b>	136.75	109
<b>En 20 min</b>	154.00	139
<b>En 25 min</b>	170.25	164
<b>En 30 min</b>	181.50	181

La Figura 5.17 hasta la Figura 5.19 muestran las intersecciones de las potencias disponibles en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos del despacho al satisfacer la mínima carga neta, con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta. Para una ventana de tiempo de 5 minutos, se observa que tanto los requerimientos de subida y bajada no es posible asegurar un mínimo del 97% del tiempo del año en que el sistema pueda seguir las variaciones de la demanda neta, tal como se aprecia en la Figura 5.17.a y Figura 5.17.b.

En la Figura 5.18.a, se aprecia que el sistema tiene las suficientes reservas para cumplir con los requerimientos de seguimiento de las variaciones de subida de 10 minutos de la demanda neta. Sin embargo, no es así para las variaciones de bajada, donde presenta un porcentaje menor al mínimo establecido (97%), tal como se puede ver en la Figura 5.18.b.

Por último, en una ventana de tiempo de 15 minutos, se observa que el sistema puede asegurar que más del 97% del tiempo de año logra seguir las variaciones de subida y bajada de la demanda neta. Para ventanas de tiempo mayores, no se presentan problemas con el seguimiento en ambas direcciones de las rampas de la demanda neta.

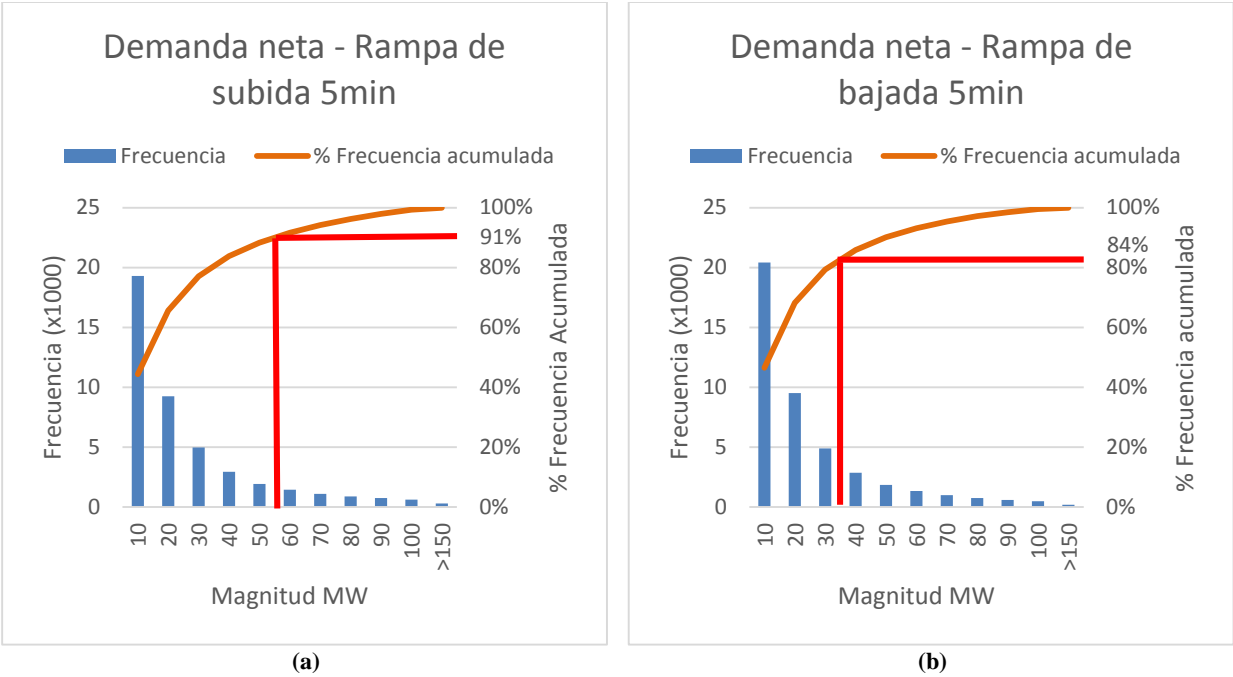


Figura 5.17: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso 2a

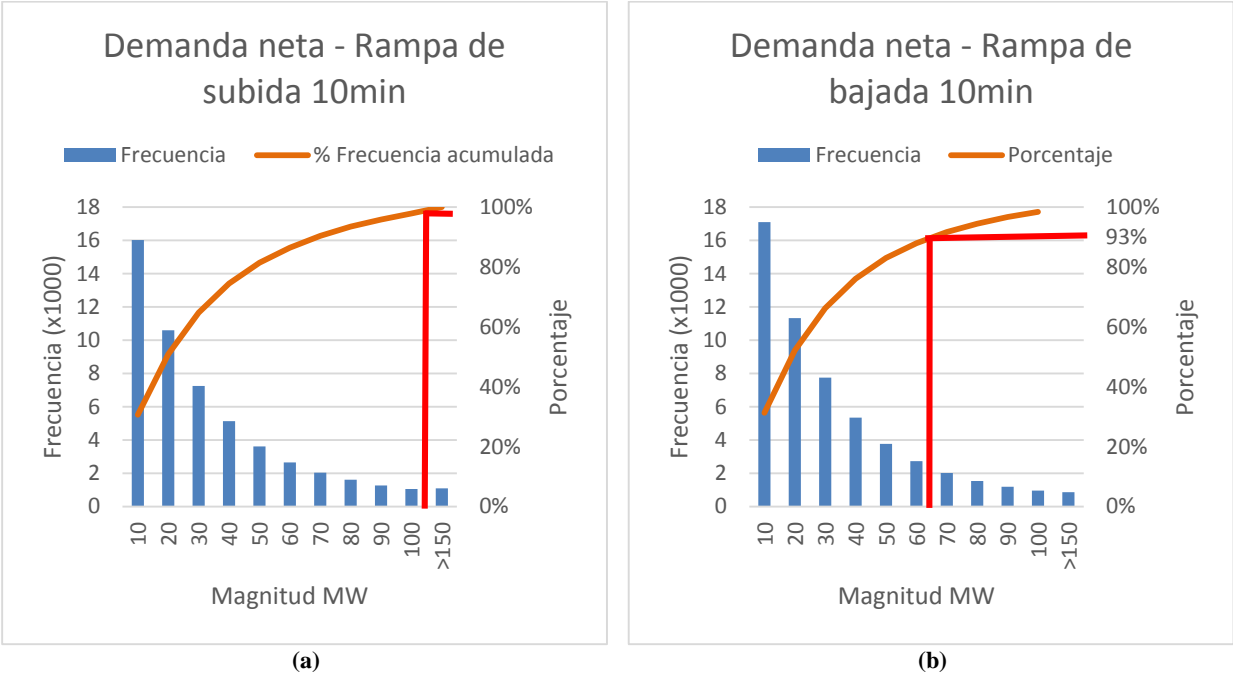


Figura 5.18: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso 2a

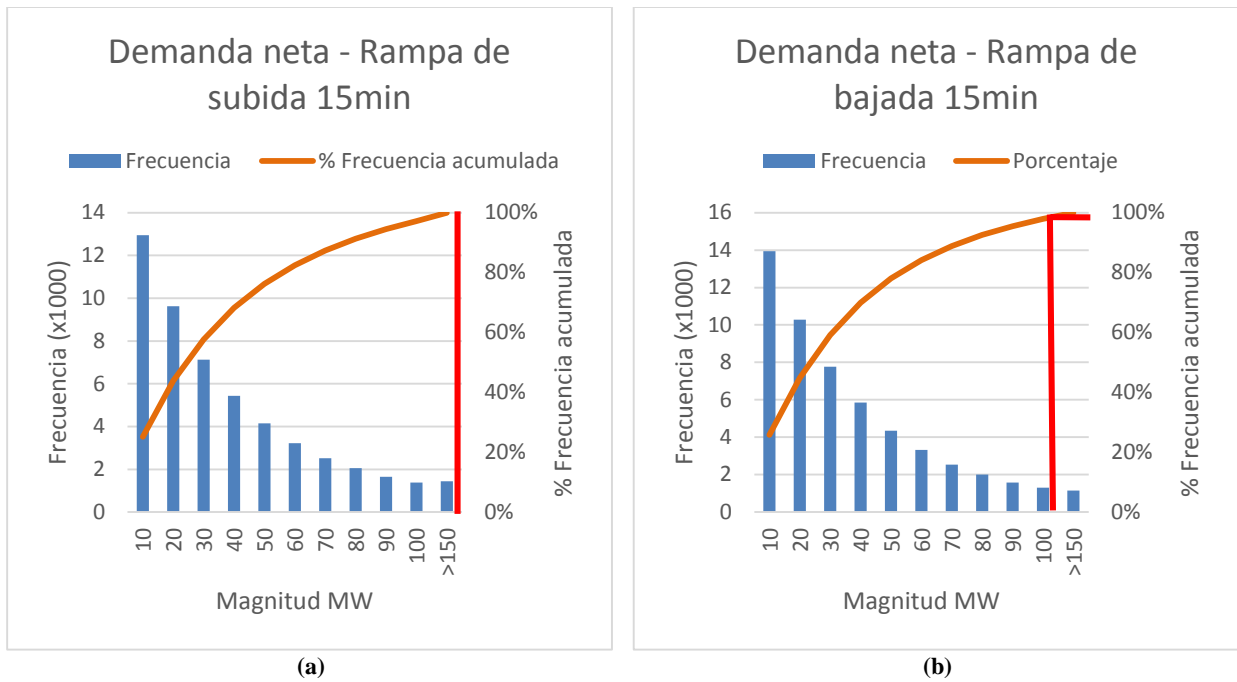


Figura 5.19: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso 2a

### 5.1.3.2 Caso 2b: Restricción de reserva inercial 2

Los resultados del predespacho aplicando la restricción de reserva inercial 2 (monto máximo de desconexión de 220 MW entre las 7:00 hasta las 19:00 hrs) son muy similares al caso base, en lo que respecta a participación por tecnología en el balance de potencia activa, costos operacionales, provisión de reservas en giro e incumplimiento de las restricciones de seguimiento de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos; y a diferencia del caso 2a, no presenta energía no suministrada. Con respecto a los costos marginales (ver Figura B.10), este caso presenta un valor promedio de 40,11 USD/MWh con una desviación estándar de 31,50 USD/MWh, similares a los experimentados en el caso base. Para mayor detalle ver sección B.3.2 del presente trabajo.

Con respecto a los costos operacionales, la inclusión de la restricción de reserva inercial 2, no implica un aumento o disminución importante de éstos, a diferencia del caso 2a. Sin embargo, desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia, el sistema presentaría un mejor comportamiento dinámico ante un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación debido a que la máxima caída está limitada a 48,5 Hz en comparación con el caso base (presenta unidades despachadas a una potencia mayor 220 MW entre las 7:00 y 19:00 hrs), facilitando la labor del CPF y CSF. Por otro lado, considerando el criterio de seguimiento de las variaciones de la demanda neta, activación de la restricción de reserva y costos marginales, no se observan gran diferencia con respecto al caso base.

### 5.1.4 Caso 3: Reserva de rampa de 5, 10 y 15 minutos más restricción de reserva inercial 1

En esta sección se presentan los resultados del predespacho con las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos, además de limitar la generación durante las horas de sol a un máximo de 125 MW,

correspondiente a la restricción de reserva inercial 1. Cabe destacar que el presente caso no considera las reservas en giro determinada en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING, además de la reserva pronta y detenida de corto plazo.

En la Figura 5.20 se muestran las inyecciones de potencia por tecnología y costos operacionales del unit commitment para el presente caso, en donde, al igual que el caso 2a (ver Figura 5.11), se observa un gran aumento de las participaciones de las tecnologías diésel y GNL en el balance de potencia activa con respecto a los casos base y 1, conllevando a un gran aumento de los costos operaciones totales, tal como se puede ver en la Tabla 5.8.

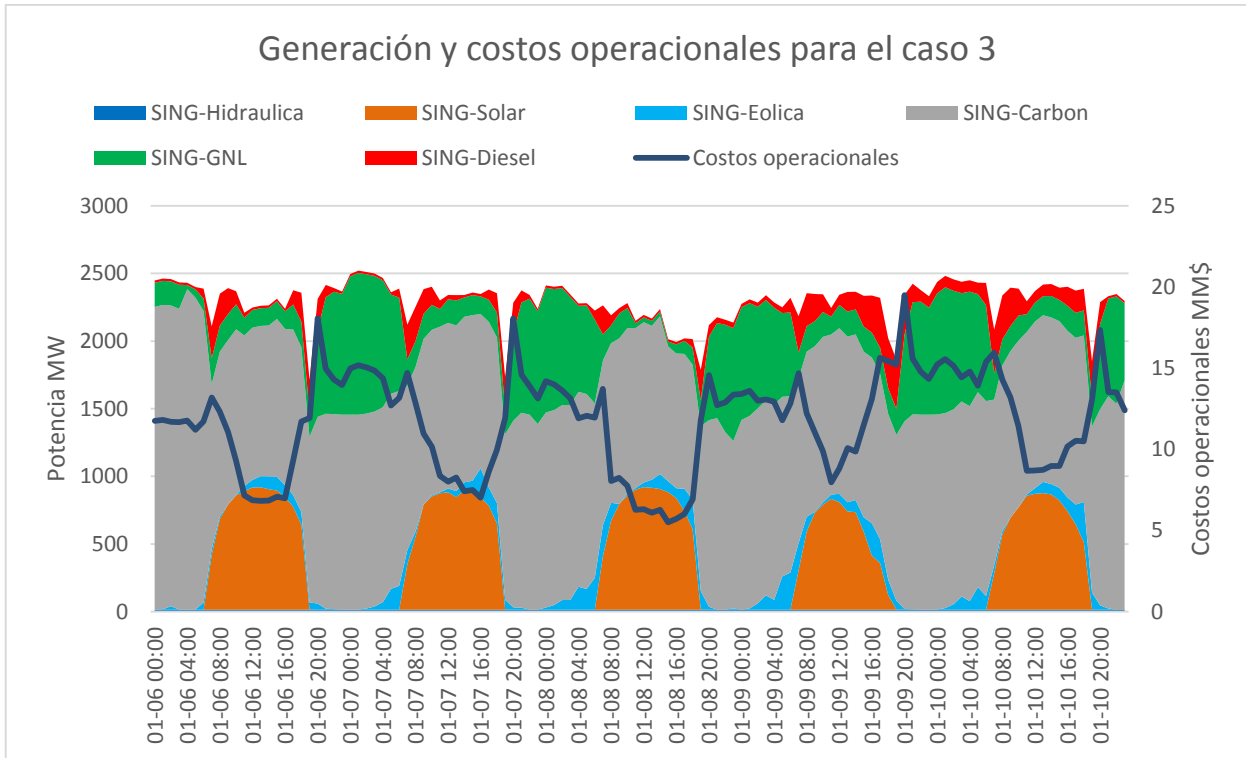


Figura 5.20: Generación y costos operacionales para el caso 3

Tabla 5.8: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 3

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo <i>GWh</i>	Porcentaje de participación %	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación <i>M\$</i>
<b>Diésel</b> :	12,12	4,39	1 995,78
<b>GNL</b> :	49,08	17,80	4 301,49
<b>Carbón</b> :	161,96	58,73	7 453,60
<b>Eólica</b> :	7,96	2,89	61,30
<b>Solar</b> :	42,87	15,54	257,19
<b>Hidráulica</b> :	1,79	0,65	0,00
<b>Total</b> :	<b>275,77</b>	<b>100,00</b>	<b>14 069,36</b>

En la Figura 5.21 se muestra la generación total, demanda y costo marginal de la barra de referencia del sistema apreciándose claramente que en ciertos momentos del día, específicamente en la salida y puesta del sol, donde la generación solar es menor, las inyecciones de potencia del parque generador disponible (centrales cuyos mínimos técnicos sean menores a 125 MW) son menores que la demanda del sistema, y por ende, los costos marginales experimentan grandes subidas evidenciando la presencia de energía no suministrada, tal cual como sucedió en el caso 2a. Los valores promedio y desviación estándar del costo marginal son 155,98 USD/MWh y 156,55 USD/MWh, respectivamente, evidenciando la alta variabilidad que experimenta el costo marginal de la barra Crucero 220. Además, en la Tabla 5.9 se aprecia la cantidad de energía no suministrada durante todo el periodo de evaluación, y su valoración. Cabe destacar que dicho monto de energía no suministrada es igual al del caso del unit commitment que se aplica la restricción de reserva inercial de 125 MW (caso 2a).

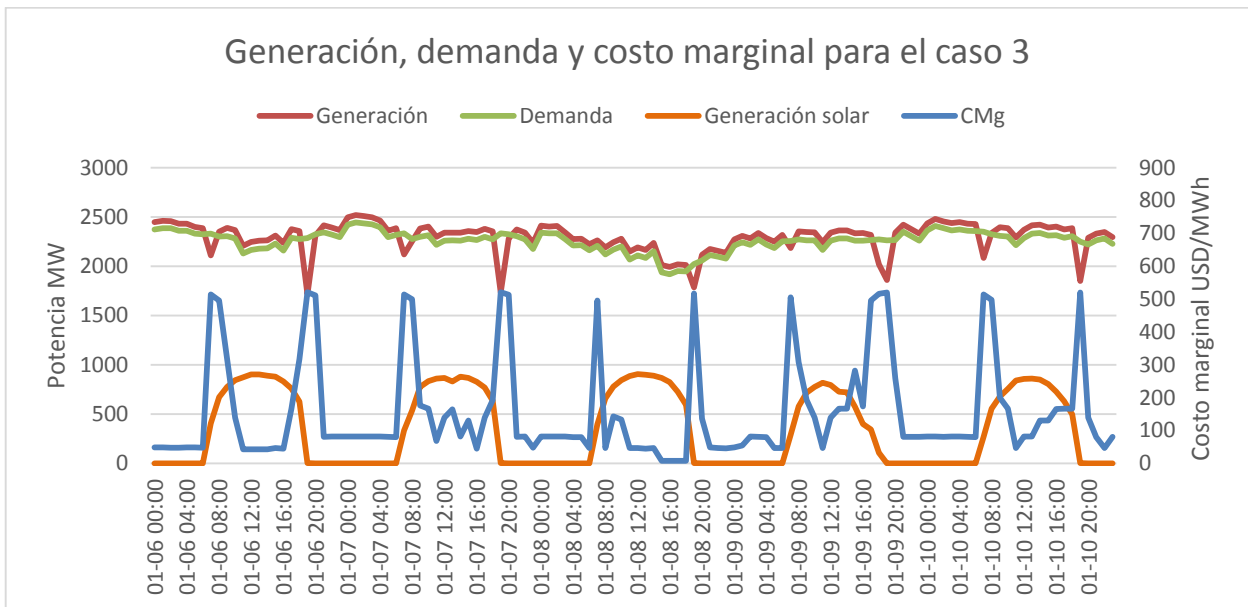


Figura 5.21: Generación, demanda y costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 3

Tabla 5.9: Energía no suministrada para el caso 3

	<i>GWh</i>	<i>Costo USD/MWh</i>
<b>Energía no suministrada</b>	4,20	537,56

En la Figura 5.22 se muestra el costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida de 5, 10 y 15 minutos, apreciándose claramente que para el sistema le es más difícil (mayor costo) brindar las reservas de 15 minutos en comparación con las demás (sobre todo en la salida y puesta del sol), forzando al sistema salir de óptimo económico para el caso sin restricción de reserva de rampa de 15 minutos. Para la provisión de reservas de rampas de 10 minutos, se observa que tiene un costo incremental igual a cero lo que significa que si el sistema brinda las reservas de 5 o 15 minutos, no implica un esfuerzo adicional (reacomodar el despacho del parque generador) para proveer las reservas de 10 minutos. Para el caso de las reservas de rampas de bajada (ver Figura 5.23), se observa que ya no es problema cumplir con el monto mínimo de reserva de bajada 15 minutos, ya que tiene un costo incremental igual a cero durante todo el periodo, sino que el sistema debe reajustar el despacho para brindar las reservas de bajada de 5 y 10 minutos, sobre todo en los periodos donde está presente la generación solar. En la Tabla 5.10 se muestran los valores

promedios y desviaciones estándar del costo incremental para cada tipo de reserva de rampa, apreciándose claramente la variabilidad de la activación de la restricción de reserva de rampa de subida de 15 minutos.

Tabla 5.10: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 3

Reserva de rampas		Promedio USD/MW	Desviación estándar USD/MW
De subida	5 minutos	14,80	16,62
	10 minutos	0,00	0,00
	15 minutos	87,36	149,49
De bajada	5 minutos	2,76	5,06
	10 minutos	1,14	6,19
	15 minutos	0,00	0,00

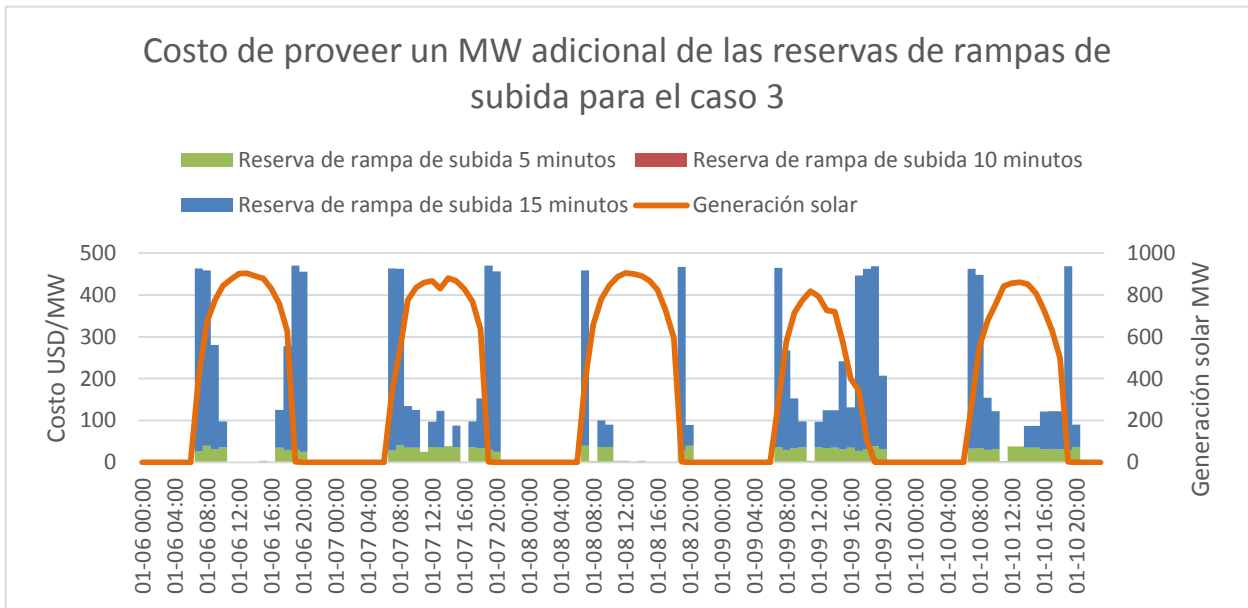


Figura 5.22: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 3

Con respecto al criterio de seguimiento de las variaciones de la demanda neta ante distintas ventanas de tiempo, el despacho que satisface la mínima demanda neta asegura un porcentaje mayor o igual a 97% en que puede compensar las rampas de la carga neta durante el año ante ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos, tal como se vio en el caso 1 con las reserva de rampas. Para ventanas de tiempo de 20, 25 y 30 minutos, solamente se cumplen los requerimientos de subida, y no los de bajada, ya que para dichas ventanas de tiempo, solamente el despacho que satisface la mínima demanda neta puede disminuir sus inyecciones en 96,34 MW, monto igual a la reserva de rampa de bajada mínima de 15 minutos (ver Tabla 4.4). Además, como se impone la restricción de reserva inercial de 125 MW, siempre se cumple de que en las horas donde está presente la generación solar no haya ninguna unidad convencional despachada a una potencia mayor o igual a 220 MW (segunda restricción de reserva inercial).

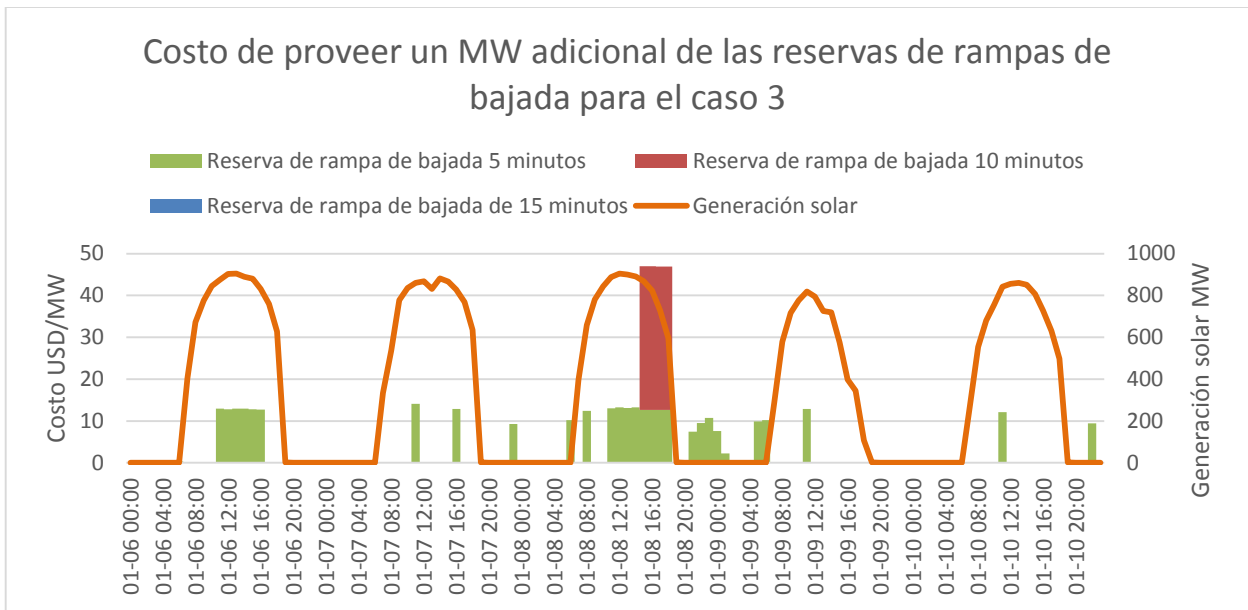


Figura 5.23: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 3

### 5.1.5 Caso 4: Reserva de rampa de 5, 10 y 15 minutos más restricción de reserva inercial 2

En la presente sección se muestran los resultados del predespacho con las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos, además de la limitación de generación en las horas del sol en un monto máximo de 220 MW. Cabe destacar que el presente caso no considera las reservas en giro determinada en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING, además de la reserva pronta y detenida de corto plazo.

En la Tabla 5.11 se muestra la generación de energía y costos operacionales por tecnología del unit commitment para el presente caso, observándose claramente una disminución de dichos costos en comparación con el caso 3. En la Figura 5.24 se observan las inyecciones de potencia por tecnología y costos operacionales del sistema para todo el unit commitment, apreciándose una disminución en la participación de las tecnologías diésel y GNL en comparación al caso anteriormente mostrado, y muy similar al caso base.

Tabla 5.11: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 4

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo GWh	Porcentaje de participación %	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación M\$
Diésel	2,08	0,75	5,89
GNL	5,06	1,81	524,56
Carbón	224,43	80,49	10 338,14
Eólica	5,69	2,04	43,80
Solar	39,79	14,27	238,74
Hidráulica	1,79	0,64	0,00
<b>Total</b>	<b>278,84</b>	<b>100,00</b>	<b>11 151,13</b>



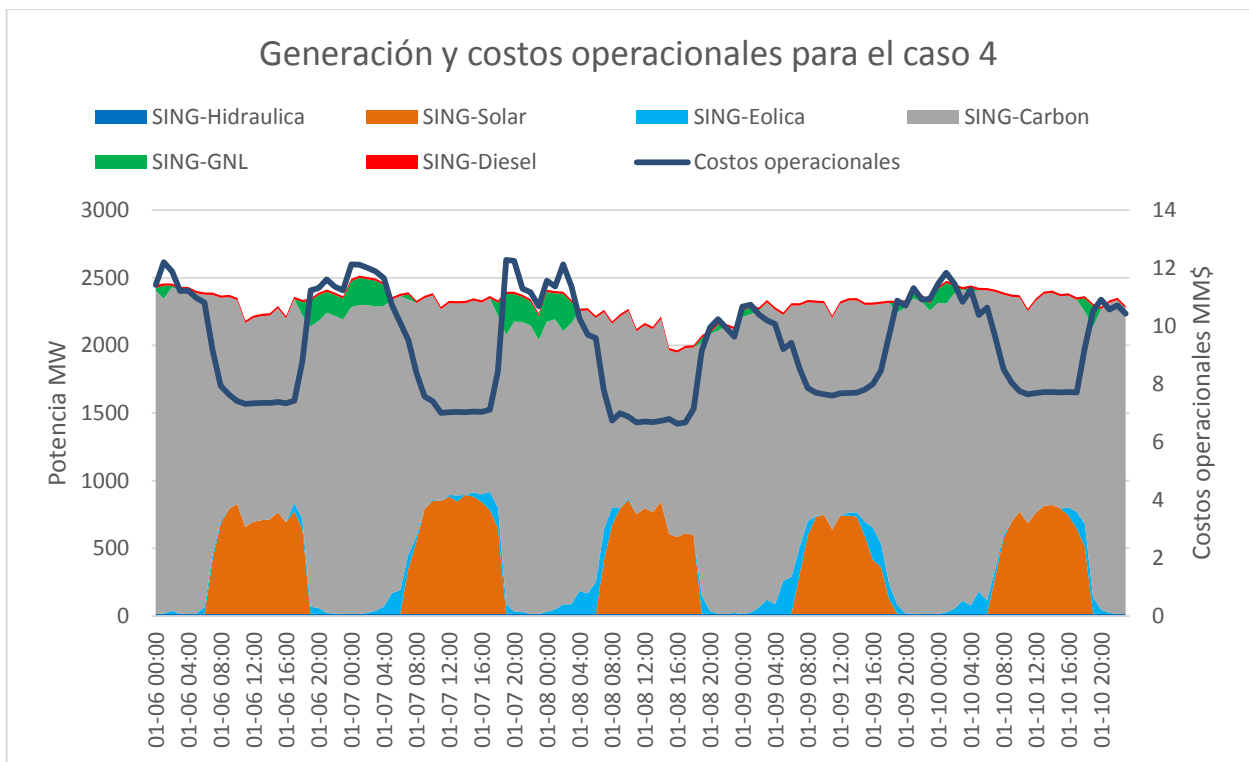


Figura 5.24: Generación y costos operacionales del unit commitment para el caso 4

En la Figura 5.25 se muestra la evolución temporal del costo marginal en la barra Crucero 220, en donde se identifica claramente la presencia de generación costosa en el abastecimiento de la demanda, promediando un valor de  $45,11 \text{ USD/MWh}$  con una desviación estándar de  $37,45 \text{ USD/MWh}$ .



Figura 5.25: Evolución del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 4

En la Figura 5.26 se muestra el costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida de 5, 10 y 15 minutos, en donde al igual que el caso anterior, las reservas de 10 minutos no implican un esfuerzo

adicional del sistema para proveerlas. Además, se observa que la cantidad de veces en que se activan las restricciones de las reservas de 5 y 15 minutos son menores que el caso 3 y no se activa en las horas donde está presente la generación solar, implicando que en menores ocasiones el problema de optimización debe mover el óptimo económico a causa de dichas restricciones. Para el caso de la reserva de rampa de bajada (ver Figura 5.27) se observa que si el sistema provee las reservas de bajada de 5 y 10 minutos, no implica un esfuerzo adicional brindar las reservas de bajada de 15 minutos. Además, comparándolas con los casos anteriores, se aprecia que aumenta el número de veces en que se activan las restricciones de reservas de bajada de 5 y 10 minutos, concentradas sobre todo en las horas donde está presente la generación solar.

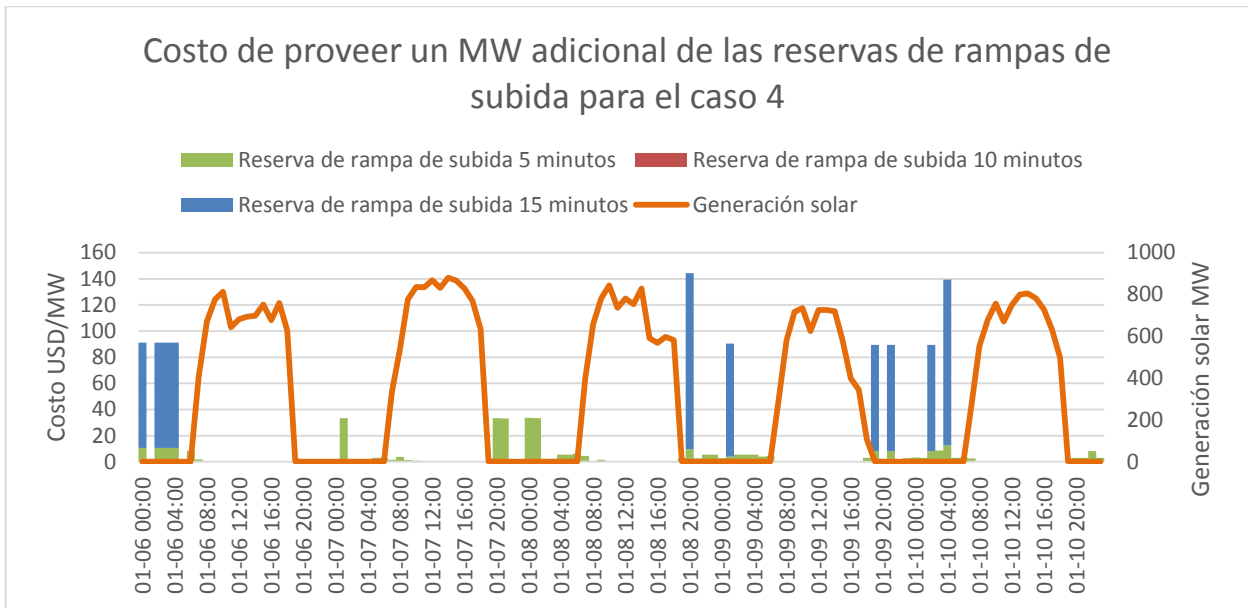


Figura 5.26: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 4

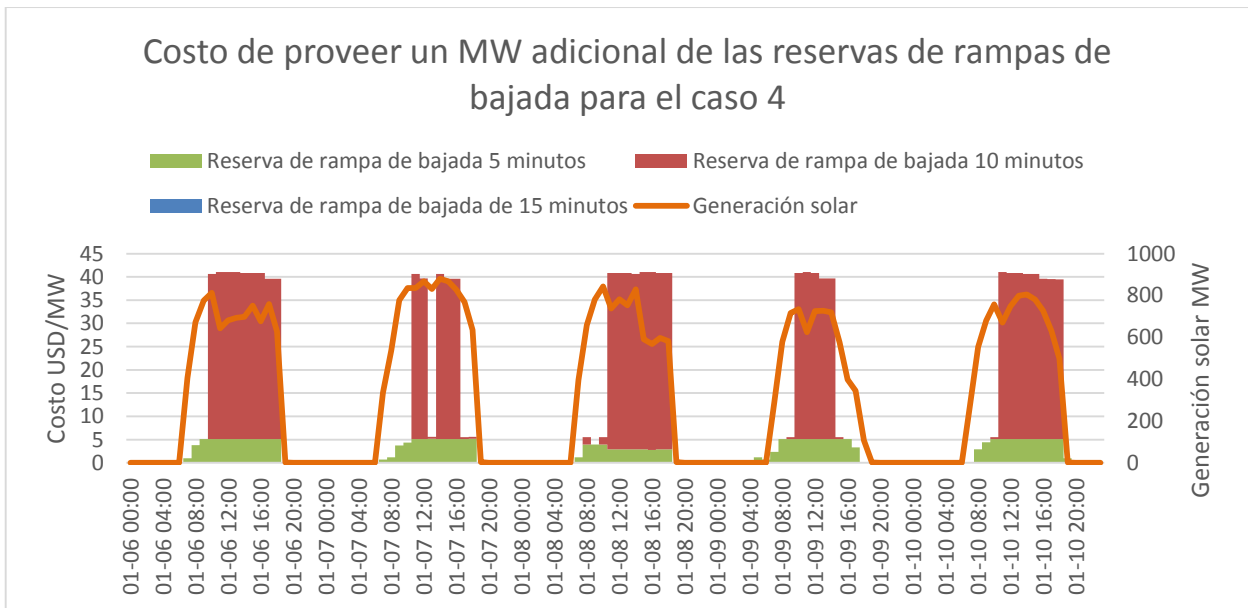


Figura 5.27: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 4

Por último, en la Tabla 5.12 se muestran los valores promedios con sus respectivas desviaciones estándar del costo incremental de proveer las reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el presente caso, en donde comparándolas con el caso 3 (ver Tabla 5.10), se aprecia una notoria disminución de los costos de las reservas de subida, y sobre todo en la variabilidad del costo incremental de la reserva de subida de 15 minutos. Para el caso de bajada, no se identifican grandes cambios, exceptuando las reservas de bajada de 5 minutos, las cuales incrementan su costo con respecto al caso anterior.

**Tabla 5.12: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 4**

Reserva de rampas		Promedio <i>USD/MW</i>	Desviación estándar <i>USD/MW</i>
De subida	5 minutos	3,49	6,96
	10 minutos	0,00	0,00
	15 minutos	7,62	26,01
De bajada	5 minutos	2,09	2,30
	10 minutos	10,51	16,36
	15 minutos	0,00	0,00

### 5.1.6 Comparación de resultados

En esta sección se presenta una comparación de los costos operacionales, marginales, cantidad de veces de incumplimiento de los requerimientos de seguimiento de rampas de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos y reserva inercial durante todo el periodo del predespacho; además del porcentaje del año que asegura el despacho que satisface la mínima demanda neta, el seguimiento de las variaciones de subida y bajada de 5, 10 y 15 minutos de la carga equivalente.

En la Figura 5.28 se muestran los costos operacionales totales para cada uno de los predespachos con las diferentes restricciones de reservas, en donde claramente el caso 2a y 3 presentan los mayores costos, a raíz de la presencia de energía no suministrada y la mayor participación de las tecnologías diésel y GNL en el balance de potencia activa. Para el resto de los casos, no se evidencian diferencias significativas en relación al costo operacional total. Por lo tanto, la inclusión de las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos sumado a la de reserva inercial de 220 MW no implica un aumento o disminución significativa del costo de operación del sistema con respecto al caso base. Solamente se diferencian los casos 1, 3 y 4 con el caso base en las ventanas de tiempo en donde asegura el seguimiento de las variaciones de la demanda neta, en un porcentaje mayor al 97% del tiempo del año, y en la seguridad ante una falla del parque generador cuando el SEP experimenta las máximas inyecciones de potencia de las fuentes de generación variable (entre las 7:00 y las 19:00 hrs).

Con respecto a los costos marginales, en la Figura 5.29 se muestran los valores promedios y desviaciones estándar para cada uno de los casos analizados, apreciándose claramente que los casos 2a y 3 presentan los mayores valores y una alta variabilidad (desviación estándar mayor al valor promedio) del costo en la barra de referencia del sistema. Cabe destacar que los casos 1, 2b y 4 presentan valores muy similares al caso base. Por lo tanto, la inclusión de las reservas de rampas de 5, 10, y 15 minutos más la reserva inercial 2 no implica un cambio significativo en el comportamiento del costo marginal del sistema.

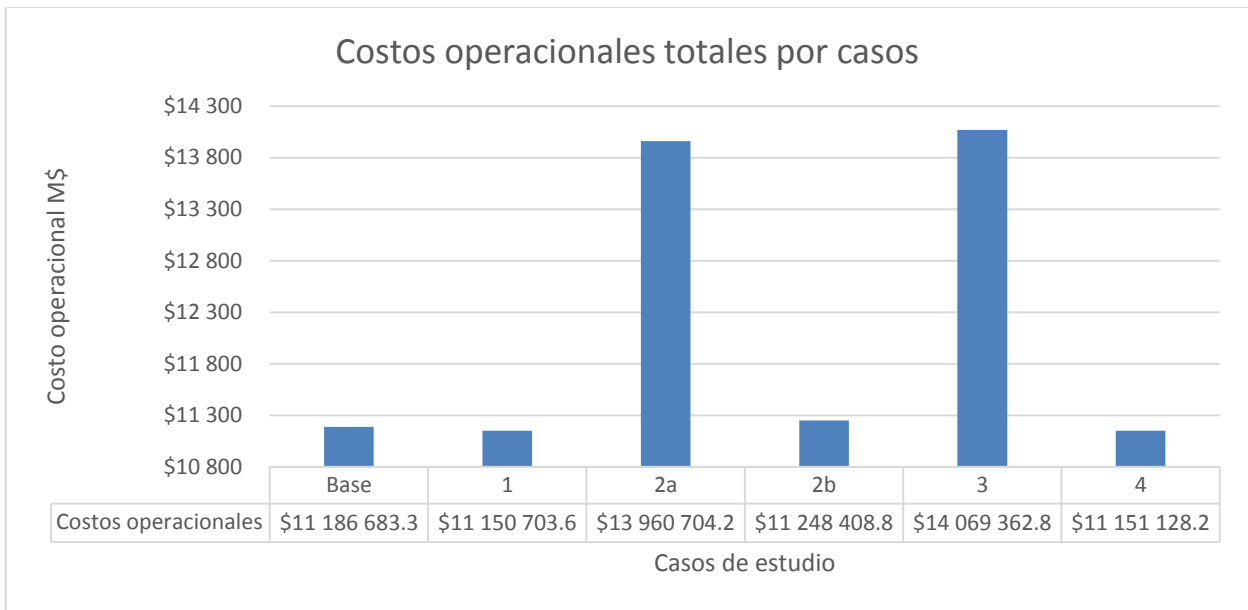


Figura 5.28: Comparación de costos operacionales de los distintos casos analizados

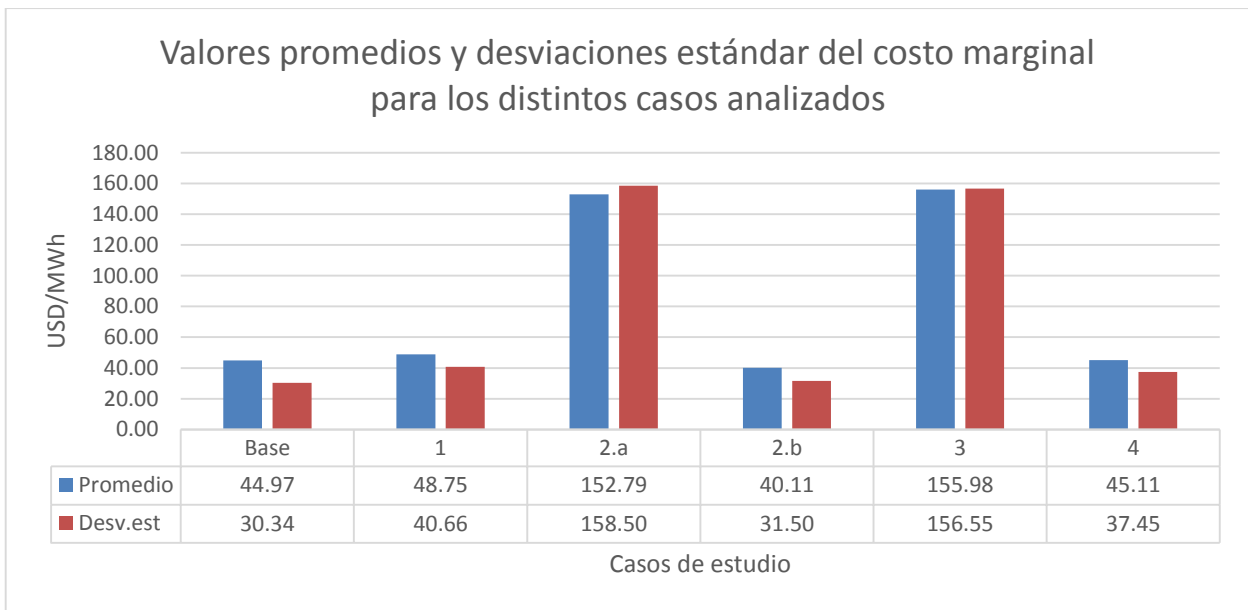
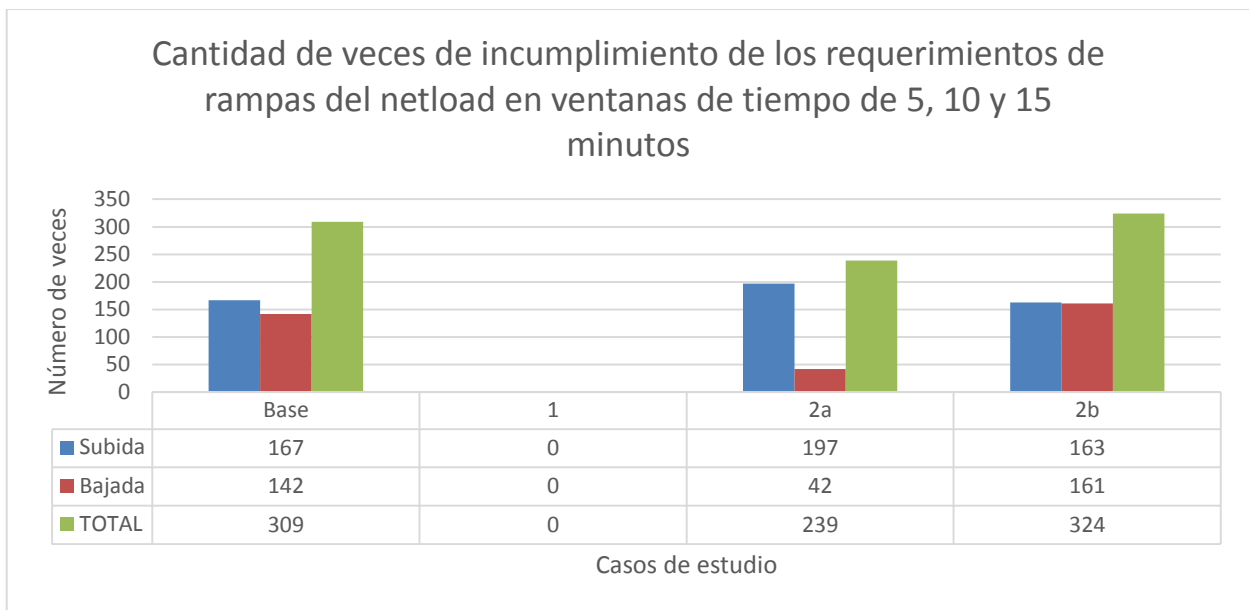


Figura 5.29: Valores promedios y desviaciones estándar del costo marginal en la barra de referencia del sistema para los distintos casos analizados

En la Figura 5.30 se muestra la cantidad de veces en que el sistema no tiene suficientes reservas (ver montos mínimos en la Tabla 4.4) para compensar las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos para los casos base, 2a y 2b. Para los casos 1, 3 y 4 no se muestran los resultados ya que son iguales a cero durante todo el periodo de evaluación debido a que se aplican al mismo tiempo las reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos al problema de optimización. De dicha figura se aprecia que el caso 2a es el que tiene una menor cantidad de veces (exceptuando los casos 1, 3 y 4) en que no están cumpliendo los requerimientos de seguimiento de las variaciones de subida y bajada de la demanda neta durante los cinco días en que se realizó el predespacho.

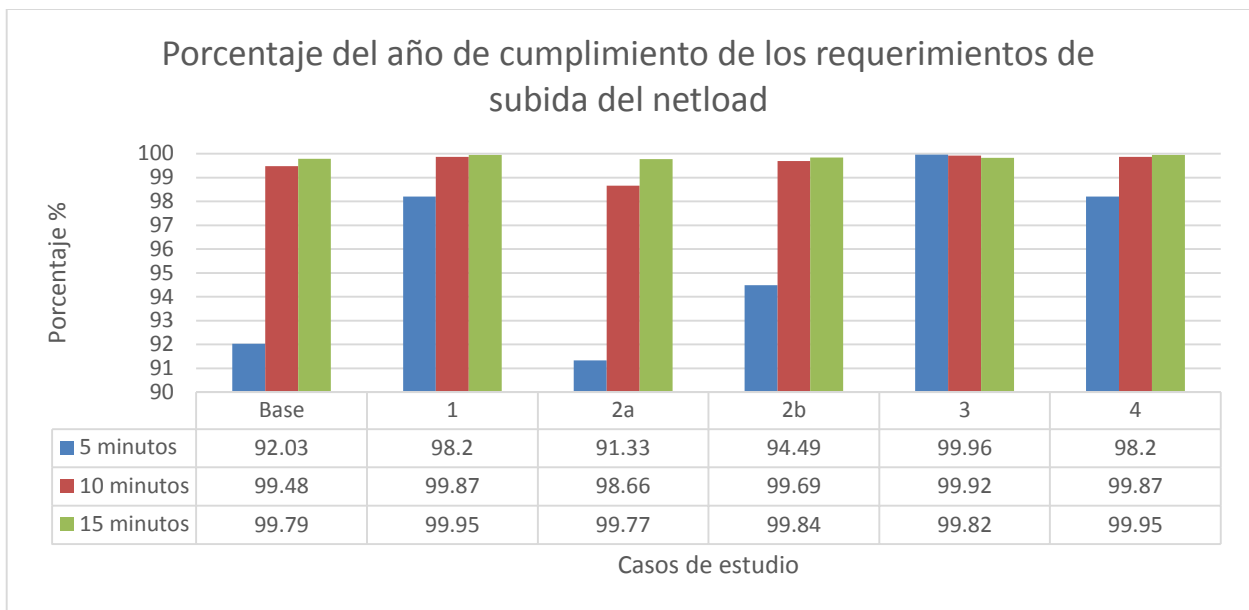


**Figura 5.30: Cantidad de veces en que el sistema no tiene suficientes reservas para compensar las variaciones de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos**

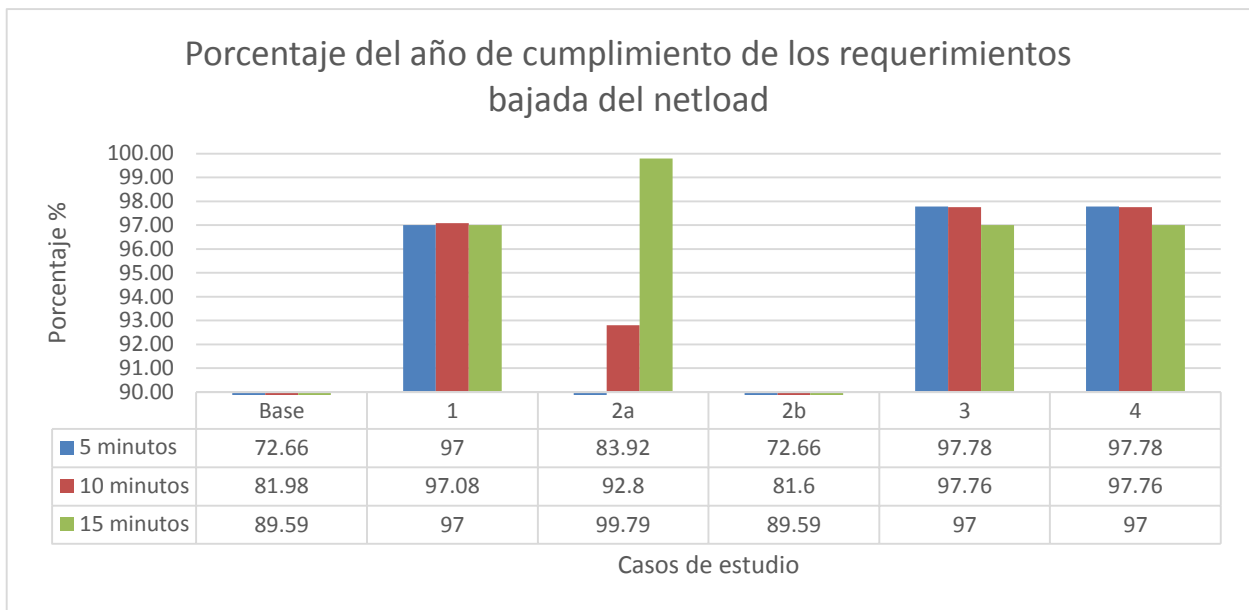
En la Figura 5.31 se muestra la potencia de subida disponible en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos del despacho que satisface la mínima demanda equivalente y el porcentaje que asegura en el seguimiento de las rampas de la demanda neta para todos los casos analizados, en donde se observa que los casos 1, 3 y 4 cumplen con el criterio mínimo establecido de 97% para las ventanas de tiempo mencionadas. Los casos base, 2a y 2b solamente cumplen para horizontes de 10 y 15 minutos.

Para el caso de los requerimientos de bajada de la demanda neta (ver Figura 5.32) se observa que solamente los casos 1, 3 y 4 presentan un porcentaje mayor al 97% en que pueden compensar las rampas de bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos. El caso 2a solamente cumple para una ventanas de tiempo de 15 minutos. Cabe destacar que no se muestran resultados para los casos base y 2b debido a que el porcentaje en que pueden compensar las variaciones de bajada de la demanda neta son menores al 90%.

Por lo tanto, los casos 1, 3 y 4 son los únicos que cumplen con el criterio mínimo establecido para compensar las variaciones de subida y bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.



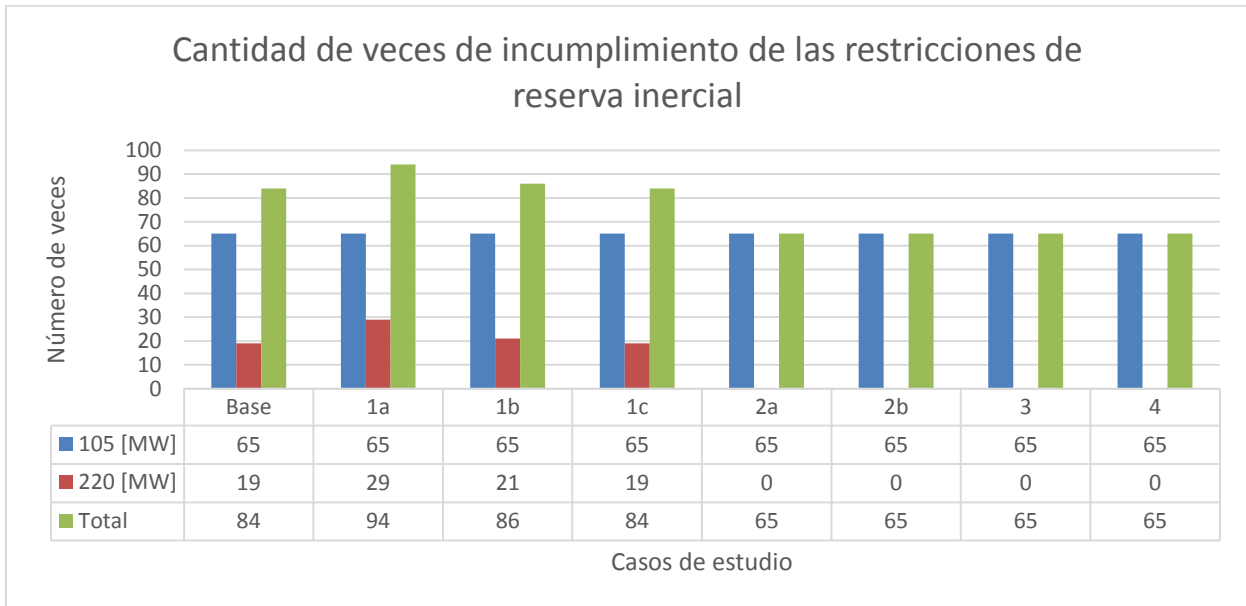
**Figura 5.31: Porcentaje del año de cumplimiento de los requerimientos de seguimiento de las variaciones de subida de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos**



**Figura 5.32: Porcentaje del año de cumplimiento de los requerimientos de seguimiento de las variaciones de bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos**

Por último, en la Figura 5.33 se muestra la cantidad de veces en que el sistema incumple las restricciones de reserva inercial para todo el periodo de evaluación. De dicha figura se observa que en ninguna ocasión el sistema presenta alguna unidad despachada a una potencia menor o igual a 105 MW (recordar que implica que si la unidad más grande sincronizada falla, la frecuencia del sistema no descienda más allá de los 49 Hz y no se active ningún EDAC), razón por la cual al realizar el predespacho con dicha restricción, el software de optimización Plexos arrojó que es infactible. Para el caso de la segunda restricción de reserva inercial, se observa que el caso 2a y 3 presentan un valor igual a cero, debido a que éstos se realizaron con la primera restricción de reserva inercial actualizada a un monto máximo de desconexión de generación de 125 MW,

y por ende, no hay ninguna unidad despachada mayor a una potencia igual o mayor que 220 MW. Luego, los casos que tienen incorporada la restricción de reserva inercial (casos 2a, 2b, 3 y 4) deberían presentar un mejor comportamiento dinámico de la frecuencia ante un desprendimiento intempestivo de un bloque de generación debido a que se limita la máxima caída, facilitando la labor del CPF y CSF.



**Figura 5.33: Cantidad de veces de incumplimiento de las restricciones de reserva inercial**

Por lo tanto, es infactible asegurar que ante el desprendimiento de la unidad más grande despachada en los momentos donde está presente la generación solar, no se active ningún escalón del EDAC implementado en el SING, es decir, que la frecuencia del sistema no descienda más allá de 49 Hz. En cambio, es posible imponer un monto máximo de despacho de las unidades de 125 MW durante las horas de sol tal que no se active más allá del segundo escalón del EDAC (frecuencia mínima permisible de 48,9 Hz) luego de ocurrida una contingencia del parque generador convencional, implicando un aumento considerable de los costos operacionales del sistema. Para el caso de la restricción de reserva inercial de 220 MW (es decir que la frecuencia mínima permisible sea de 48,5 Hz luego de una falla de la unidad de generación convencional más grande sincronizada) se observa que es factible la implementación de dicha restricción al problema de optimización y no implica un aumento considerable en los costos operacionales.

## 5.2 Análisis de resultados

De los resultados obtenidos en el presente trabajo, las reservas en giro determinadas en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING no satisfacen los requerimientos de subida de la demanda neta en una ventana de tiempo de 5 minutos, y los de bajada en todos los horizontes evaluados, ya que no considera la real capacidad técnica que presentan las unidades de generación convencional (ver Figura 5.31 y Figura 5.32). Al considerar la reserva secundaria determinada en forma clásica puede darse que el monto de reserva este correctamente dimensionado e incluso sobredimensionado, pero al no considerar las tasas de toma/bajada de carga de las unidades convencionales, no significa que el sistema sea capaz de desplegar las reservas en su totalidad en las ventanas de tiempo en las cuales son requeridas. Por ejemplo, para compensar las variaciones de bajada de la demanda neta en una ventana de tiempo de 5 minutos, se necesita que el sistema sea capaz de disminuir sus inyecciones de potencia en 79,24 MW en los mismos 5 minutos (ver Tabla 4.4).

Si se considera una reserva en giro de bajada de 199 MW dimensionadas a partir de la metodología que utiliza el CDEC-SING (ver sección 4.3.1), en los mismos 5 minutos, solamente el sistema va a poder disminuir sus inyecciones en solo 24 MW, bastante menos de lo requerido. Lo mismo ocurre en las ventanas de tiempo de 10 y 15 minutos para el caso de bajada. Cabe destacar que solamente en una ventana de tiempo de 60 minutos (una hora), el sistema es capaz de desplegar la totalidad de sus reservas en giro de bajada. Analizando el cumplimiento de la primera restricción de reserva inercial (que asegura que ante la falla de la unidad de generación más grande despachada, la máxima desviación de frecuencia sea de 1,1 Hz y que solamente se active hasta el segundo escalón del EDAC) en el caso base se observa que el sistema siempre en las horas donde está presente la generación solar presenta alguna unidad convencional despachada a una potencia mayor que los 125 MW, provocando de que si dicha unidad falla, lo más probable es que el sistema experimente la activación de dos o más escalones del EDAC (ver Figura 5.7.a) y la máxima desviación de frecuencia sea mayor a 1,1 Hz. No ocurre lo mismo para la segunda restricción de reserva inercial (que asegura que ante la falla de la unidad más grande sincronizada, la máxima desviación de frecuencia sea de 1,5 Hz y no se active más allá del sexto escalón del EDAC), ya que solamente el sistema presenta alguna unidad despachada a una potencia mayor a dicha restricción en las primeras y últimas horas (ver Figura 5.7.b) donde está presente la generación solar (salida y puesta del sol). Por lo que en pocas ocasiones (19 veces) es esperable a que si falla la unidad más grande despachada en las horas donde está presente la generación solar, la máxima desviación de frecuencia sea mayor a 1,5 Hz y que se active más allá del sexto escalón del EDAC.

Para el caso 1 se observa que las reservas de rampas pueden compensar los eventos de rampas de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta al menos un 97% del tiempo del año (ver Figura 5.31 y Figura 5.32). Para horizontes mayores de tiempo, no se evidencian problemas con el seguimiento de las rampas de subida de la demanda neta, pero sí para las de bajada. Con respecto a los costos operacionales, no se observa que la imposición de las reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos causen una disminución significativa en los costos de operación del sistema eléctrico con respecto al caso base (ver Figura 5.28); pero sí se evidencia mayores valores promedios del costo marginal en la barra de referencia y una mayor variabilidad de éste último (ver Figura 5.29). Analizando los requerimientos de reserva inercial, al igual que el caso base, es imposible asegurar que ante la falla de la unidad más grande, se active hasta el segundo escalón del EDAC (ver Figura 5.33), ya que siempre el problema de optimización despacha alguna unidad de generación convencional a una potencia mayor a 125 MW. No ocurre lo mismo para la segunda restricción de reserva inercial, ya que en ciertas ocasiones el sistema está cumpliendo dicha restricción (ver Figura 5.33), y por ende, es probable que ante la falla de la unidad más grande sincronizada, la máxima desviación de frecuencia sea menor a 1,5 Hz y no se active más allá del sexto escalón del EDAC.

Con respecto a imponer la primera restricción de reserva inercial al problema de optimización (caso 2a), implica un incremento importante de los costos operacionales en comparación con los demás casos analizados (ver Figura 5.28) y un elevado costo marginal promedio en la barra de referencia, debido a la presencia de energía no suministrada (ver Figura 5.29). Analizando los criterios de seguimiento de las variaciones de la demanda neta, no se aprecia una gran diferencia en los porcentajes de los requerimientos de subida con respecto al caso base (ver Figura 5.31), pero si en los de bajada, en donde se cumplen para una ventana de tiempo de 15 minutos (ver Figura 5.32). Para el caso 2b (segunda restricción de reserva inercial) tampoco se aprecian grandes diferencias con respecto al caso base en los costos operacionales, costo marginal, restricciones de seguimiento de las rampas de la demanda neta e inercial; e inclusive, en algunos criterios analizados se empeora la respuesta.



Para los casos 3 y 4, durante todo el periodo de evaluación del predespacho se cumplen los criterios de seguimiento de las rampas de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta. Con respecto a la restricción de reserva inercial, ambos casos aseguran que ante la falla de la unidad más grande despachada, la máxima desviación de frecuencia sea menor a 1,5 *Hz* y que no se active más allá del sexto escalón del EDAC. Sin embargo, en el caso 3 se evidencian elevados costos operacionales (ver Figura 5.28) a causa de la mayor participación de las tecnologías diésel y GNL y la presencia de energía no suministrada, generando elevados costos marginales y una alta variabilidad de éste último (ver Figura 5.29).

## Capítulo 6 : Conclusiones

---

El presente trabajo propone una nueva metodología de cálculo de reservas que aseguren el seguimiento de las variaciones de la demanda neta y la estabilidad de frecuencia del sistema ante una falla del parque generador frente a un escenario de penetración de las fuentes de GV del 20% de la capacidad instalada del SING al año 2018. Los efectos sobre la operación del sistema y los costos operacionales que implican la incorporación de las reservas propuestas en el predespacho, se evalúan mediante el software de optimización Plexos. Se estudian en total cinco casos incluyendo el caso base, en donde en todos ellos se impuso la restricción de la reserva primaria de 70 MW que utiliza el CDEC-SING en sus despachos horarios; y el monto de reserva secundaria varía acorde al caso analizado. El caso base contiene la restricción de reserva secundaria (reserva en giro más reserva pronta y detenida de corto plazo) dimensionada en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING. El caso 1 corresponde al predespacho con la restricción de reserva de rampa de 5, 10 y 15 minutos. El segundo caso incluye distintos montos de reserva inercial. El tercer caso se implementa las tres restricciones de reservas de rampas más la primera restricción de reserva inercial que asegura que ante la falla de la unidad más grande sincronizada, la máxima desviación de frecuencia no supere 1,1 Hz (frecuencia mínima de 48,9 Hz) y que no se active ningún escalón del EDAC del SING; y por último, el cuarto caso es igual al tercero con la diferencia que se impone la segunda restricción de reserva inercial que asegura que ante la falla de la unidad más grande despachada, la desviación de frecuencia máxima sea de 1,5 Hz y que se active hasta el sexto escalón del EDAC.

En base a los resultados expuestos en el presente trabajo, se destaca la necesidad de incluir en los despachos horarios que realiza el CDEC-SING una restricción de reserva de bajada ante una alta penetración de las tecnologías solares y eólicas. En los momentos de máxima inyección de dichas fuentes, el problema de optimización puede despachar a máxima capacidad disponible de las energías ERNC dejando a mínimo técnico la gran mayoría de las centrales convencionales, provocando que el sistema tenga nula o escasa flexibilidad para disminuir sus niveles de inyección de potencia ante un aumento repentino de las inyecciones de potencia de las fuentes de generación variable.

Con respecto a la inclusión de la restricción de reserva de rampa al problema de predespacho, se concluye que no causan un impacto directo en los costos operacionales del sistema en comparación al caso base, incluso se observa una pequeña disminución del 0,32%. Además, la adición de las reservas de rampas provoca un leve aumento del costo marginal promedio evidenciado en el caso base, y la variabilidad de éste, en la barra de referencia. La mayor diferencia se aprecia en la seguridad que le brindan las reservas de rampas al sistema en el balance de potencia activa, ya que éstas permiten que el parque generador convencional pueda compensar una mayor cantidad de veces las variaciones de la demanda neta en comparación a las reservas secundarias dimensionadas en base a la metodología que utiliza el CDEC-SING (caso base). Cabe destacar que dichas reservas secundarias solamente satisfacen los requerimientos de subida de la demanda neta en ventanas de tiempo iguales o mayores a 10 minutos.

Otro aspecto importante a concluir, es que el SING no tiene la capacidad técnica para implementar una restricción de reserva inercial que asegure que la máxima desviación de frecuencia sea de 1 Hz y la no activación de los escalones del EDAC ante la falla de la unidad más grande sincronizada en los momentos que está presente la generación solar (problema infactible). Hecho que es completamente inaceptable de acuerdo a los estándares internacionales en donde no se permite la desconexión de centros de consumo. Incluir una restricción de reserva inercial que considere sólo la activación hasta el segundo escalón del

EDAC (máxima desviación de frecuencia de 1,1 *Hz*), ante la falla de la unidad más grande de generación sincronizada, al problema de predespacho es posible pero implica un alto costo operacional, mayor participación de las tecnologías diésel y GNL en el abastecimiento de la demanda, presencia de energía no suministrada, y un mayor valor y variabilidad del costo marginal en la barra de referencia del sistema. Considerar una restricción de reserva inercial que asegure que la máxima desviación de frecuencia sea de 1,5 *Hz* y que no se active más allá del sexto escalón del EDAC ante la falla de la unidad de generación más grande despachada (criterio operacional del CDEC-SING en sus despachos), no implica una gran diferencia en los costos operacionales y marginales del sistema con respecto al caso base.

Por último, considerar en el predespacho las tres restricciones de reservas de rampas y la restricción de reserva inercial tal que asegure que la máxima desviación de frecuencia sea de 1,1 *Hz* y que no se active más allá del segundo escalón del EDAC ante una falla del parque generador (caso 3) implica un elevado costo operacional, mayor participación de las tecnologías diésel y GNL en el abastecimiento de la demanda, presencia de energía no suministrada, y un mayor valor y variabilidad del costo marginal en la barra de referencia del sistema (al igual que el caso 2a); pero una mayor seguridad en el balance de potencia activa y mejor desempeño dinámico desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia con respecto al caso base. Imponer en el problema de predespacho las tres restricciones de reservas de rampas y la restricción de reserva inercial tal que la máxima desviación de frecuencia sea de 1,5 *Hz* ante una falla del parque generador (caso 4), no implica un impacto directo en los costos operacionales, e inclusive, se aprecia una leve baja de 0,32% con respecto a los costos operacionales del caso base; y al igual que el caso 3, presenta una mayor robustez en el seguimiento de las variaciones de la demanda y mejor desempeño dinámico de la frecuencia ante una falla del parque generador en comparación al predespacho con la restricción de reserva secundarias determinadas en forma clásica.

# Bibliografía :

---

- [1] H. Holttinen, A. Tuohy, M. Milligan, E. Lannoye, V. Silva, S. Müller y L. Söder, «The Flexibility Workout,» de *Power and Energy Magazine, IEEE, IEEE JOURNALS & MAGAZINES*, 2013, pp. 53-62.
- [2] Y. Makarov, P. Etingov, N. Samaan, N. Lu, J. Ma, K. Subbarao, P. Du y L. Kannberg, «Improving Performance of Power System with Large-scale Variable Generation Additions,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS*, 2012, pp. 1-8.
- [3] T. Zheng, J. Zhao, F. Zhao y E. Litviniov, «Operational Flexibility and System Dispatch,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS*, 2012, pp. 1-3.
- [4] Centro de Energías Renovables y Ministerio de Energía, «CER,» [En línea]. Available: <http://cer.gob.cl/blog/2014/10/el-desierto-soleado-de-chile-es-el-mercado-top-de-las-renovable/>. [Último acceso: 2014].
- [5] Centro de Energías Renovables y Ministerio de Energía, «Estado de Proyectos ERNC en Chile - Octubre,» Santiago de Chile, 2014.
- [6] W. Brokering Christie, R. Palma Behnke y L. Vargas Díaz, Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctricos de Potencia, Prentice Hall, 2008.
- [7] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1993.
- [8] F. G. Milani Torres, «Integración de un enlace HVDC al control de frecuencia del SIC,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2011.
- [9] R. Faranda, S. Leva y V. Maugeri, «MPPT techniques for PV systems: Energetic and cost comparison,» de *Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS*, 2008, pp. 1-6.
- [10] M. Li y J. McCalley, «Influence of Renewable Integration on Frequency Dynamics,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS*, 2012, pp. 1-7.
- [11] G. Díaz, P. Casielles y C. Viescas, «Proposal for optimising the provision of inertial response reserve of variable-speed wind generators,» de *Renewable Power Generation, IET JOURNALS & MAGAZINES*, 2013, pp. 225-234.

- 
- [12] D. Flynn y L. Meegahapola, «Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at very high Wind Penetration,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-8.
- [13] J. Ekanayake y N. Jenkins, «Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency,» de *Energy Conversion*, IEEE JOURNAL & MAGAZINES, 2004, pp. 800-802.
- [14] G. Ramtharan, J. Ekanayake y N. Jenkins, «Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines,» de *Renewable Power Generation, IET*, IET JOURNALS & MAGAZINES, 2007, pp. 3-9.
- [15] E. Loukarakis, I. Margaris y Moutis P, «Frequency Control Support and Participation Methods Provided by Wind Generation,» de *Electrical Power & Energy Conference (EPEC), 2009 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2009, pp. 1-6.
- [16] A. Castillo Bugueño, «Respuesta inercial de sistemas de potencias con grandes inyecciones de generación fotovoltaica,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2013.
- [17] I. Egido, F. Fernández-Bernal, P. Centeno y L. Rouco, «Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2009, pp. 1731-1738.
- [18] L. Meegahapola y D. Flynn, «Impact on Transient and Frequency Stability for a Power System at Very High Wind Penetration,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010.
- [19] F. d. C. F. y. M. U. d. C. Centro de Energía, «Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad técnica de incorporar ERNC en los sistemas eléctricos nacionales,» Santiago de Chile, 2012.
- [20] C. Kamath, «Understanding Wind Ramp Events Through Analysis of Historical Data,» de *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2010 IEEE PES*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-6.
- [21] E. Ela, B. Kirby, E. Lannoye, M. Milligan, D. Flynn, B. Zavadil y M. O'Malley, «Evolution of Operating Reserve Determination in Wind Power Integration Studies,» de *Power and Energy Society General Meeting*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-8.
- [22] R. Sevlían y R. Rajagopal, «Detection and Statistics of Wind Power Ramps,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2013, pp. 3610-3620.
- [23] H. Holttine, M. Milligan, E. Ela, N. Menemenlis, J. Dobschinski, B. Rawn, R. Bessa, D. Flynn, E. Gómez Lázaro y N. Detlefsen, «Methodologies to Determine Operating Reserves Due to Increased Wind Power,» de *Power and Energy Society General Meeting (PES), 2013 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2013, pp. 1-10.
-

- 
- [24] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holtinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, N. Miller, P. Eriksen, A. Gottig, B. Rawn, J. Frunt, M. Gibescu, E. Gómez Lázaro, A. Robitaille y I. Kamwa, «Operating Reserves and Wind Power Integration: An International Comparison,» de *Electricity Distribution - Part 1, 2009. CIRED 2009. 20th International Conference and Exhibition*, IET CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-4.
- [25] N. North American Electric Reliability Corporation, «Reliability Standards for the Bulk Electric Systems of North America,» NERC, 2009.
- [26] E. Ela, M. Milligan y B. Kirby, «Operating Reserves and Variable Generation,» National Renewable Energy Laboratory, 2011.
- [27] G. Chang, C.-S. Chuang, T.-K. Lu y C.-C. Wu, «Frequency Regulating Reserve Constrained Unit Commitment for an Isolated Power System,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2012, pp. 578-586.
- [28] L. Wang, A. Gerber, J. Liang, L. Dong y X. Liao, «Wind Power Forecasting for Reduction of System Reserve,» de *Universities Power Engineering Conference (UPEC), 2010 45th International*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-5.
- [29] Q. Zhao, P. Wang, L. Goel y Y. Ding, «Impacts of Contingency Reserve on Nodal Price and Nodal Reliability Risk in Deregulated Power Systems,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2013, pp. 2497-2506.
- [30] J. Ma, Silva, Vera, L. Ochoa, D. Kirschen y R. Belhomme, «Evaluating the Profitability of Flexibility,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2012, pp. 1-8.
- [31] J. Ma, V. Silva, Belhomme Régine, D. Kirschen y L. Ochoa, «Evaluating and Planning Flexibility in Sustainable Power Systems,» de *Sustainable Energy, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2013, pp. 200-209.
- [32] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «The role of power system flexibility in generation planning,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2011, pp. 1-6.
- [33] F. Bouffard y M. Ortega-Vezquez, «The Value of Operational Flexibility in Power Systems with Significant Wind Power Generation,» de *The Electrification of Transportation & the Grid of the Future*, Power and Energy Society General Meeting IEEE, 2011, pp. 1-5.
- [34] N. Menemenlis, M. Huneault y A. Robitaille, «Thoughts on Power System Flexibility Quantification for the Short-Term Horizon,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2011, pp. 1-8.
- [35] J. Adams, M. O'Malley y K. Hanson, «Flexibility Requirements and Potential Metrics for Variable Generation: Implications for System Planning Studies,» NERC, 2010.
-

- 
- [36] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Assessment of Power System Flexibility: A High-Level Approach,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2012, pp. 1-8.
- [37] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Evaluating of Power System Flexibility,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2011 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2011, pp. 1-7.
- [38] M. Lynch, E. Lannoye y A. O'Mahoney, «Econometric Analysis of Flexibility Rewards in Electricity Markets,» de *European Energy Market (EEM), 2012 9th International Conference*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2012, pp. 1-6.
- [39] E. Lannoye, D. Flynn y M. O'Malley, «Power System Flexibility Assessment - State of the Art,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2012 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2012, pp. 1-6.
- [40] J. Ryan, E. Ela, D. Flynn y M. O'Malley, «Variable Generation, Reserves, Flexibility and Policy Interactions,» de *System Sciences (HICSS), 2014 47th Hawaii International Conference*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2014, pp. 2426-2434.
- [41] C. Rahmann, A. Heinemann y R. Torres, «Quantification of operating reserves with wind power generation: from static n-sigma criterion towards a probabilistic dynamic approach,» IEEE, 2014.
- [42] E. Ela, V. Diakov, E. Ibanez y M. Heaney, «Impacts of Variability and Uncertainty in Solar Photovoltaic Generation at Multiple Timescale,» National Renewable Energy Laboratory, 2013.
- [43] E. Ela y M. O'Malley, «Studing the Variability and Uncertainty Impacts of Variable Generation at Multiple Timescales,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2012, pp. 1324-1333.
- [44] Y. Chen y A. Domínguez-García, «A Method to Study the Effect of Renewable Resource Variability on Power System Dynamics,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2012, pp. 1978-1989.
- [45] I. Pérez-Arriagada y C. Batlle, «Impacts of Intermittent Renewables on Electricity Generation System Operation,» Economics of Energy and Environmental Policy, 2012.
- [46] N. Troy, E. Denny y M. O'Malley, «Base-load Cycling on a System with Significant Wind Penetration,» de *Power Systems, IEEE Transactions on*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2010, pp. 1088-1097.
- [47] Y. Wan, «A Primer on Wind Power for Utility Applications,» National Renewable Energy Laboratory, 2005.
- [48] D. Halamay, T. Brekken y A. Simmons, «Reserve Requirement Impacts of Large-Scale Integration of Wind, Solar and Ocean Wave Power Generation,» de *Power and Energy Society General Meeting, 2010 IEEE*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2010, pp. 1-7.
-

- 
- [49] A. Mills, M. Ahlstrom, M. Brower, A. Ellis, R. George, T. Hoff, B. Kroposki, C. Lenox, N. Miller, J. Stein y Y.-h. Wan, «Understanding Variability and Uncertainty of Photovoltaics for Integration with the Electric Power System,» Environmental Energy Technologies Division, 2010.
- [50] T. Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, USA: Royal Institute of Technology, 2005.
- [51] G. Dany, «Power Reserve in Interconnected Systems with High Wind Power Production,» de *Power Tech Proceedings, IEEE Porto*, IEEE CONFERENCE PUBLICATIONS, 2001, pp. 251-260.
- [52] M. Milligan, K. Poter, E. DeMeo, P. Denholm, B. Kirby, N. Miller, A. Mills, M. O'Malley y M. Schuerger, «Wind Power Myths Debunked,» de *Power and Energy Magazine, IEEE*, IEEE JOURNALS & MAGAZINES, 2009, pp. 89-99.
- [53] Dirección de Operación, «Estudio de control de frecuencia y determinación de reservas,» CDEC-SING, Santiago de Chile, 2013.
- [54] F. Larraín Benavides, «Estudio de integración de ERNC al SING: Caso eólico,» Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico de la Universidad de Chile, Santiago de Chile, 2012.
- [55] Dirección de Operación, «Política de operación despacho máximo en el SING,» CDEC-SING, Santiago de Chile, 2012.



# Anexo A : Datos centrales de generación

## A.1 Datos técnicos y económicos de las unidades de generación convencional considerados en el estudio

Tabla A.1: Datos técnicos de las unidades de generación convencional - SING 2018

Generador	Potencia máxima [MW]	Potencia mínima [MW]	Tecnología	Tiempo mínimo de operación [hrs]	Tiempo mínimo de apagado [hrs]	Máxima rampa de subida $\frac{[MW]}{[min]}$	Máxima rampa de bajada $\frac{[MW]}{[min]}$	Tiempo de partida desde frío a MT [hh: mm: ss]	Constante de Inercia [seg]
ANG1	244,00	150,00	Carbón	48,00	48,00	1.80	1.80	10:00:00	3,81
ANG2	244,00	150,00	Carbón	48,00	48,00	1.10	1.20	10:00:00	3,81
CAVA	2,60	0,50	Hidráulica	0,00	0,00	10.00	10.00	0:18:00	3,00
Central Salar	60,00	36,00	GNL	0,00	0,00	6.00	6.00	0:15:00	3,66
CHAP	10,14	2,00	Hidráulica	0,00	0,00	20.00	10.00	0:18:00	4,18
Cochrane 1	280,00	168,00	Carbón	48,00	48,00	3.00	3.00	10:00:00	3,81
Cochrane 2	280,00	168,00	Carbón	48,00	48,00	3.00	3.00	10:00:00	3,81
CTA	153,00	100,00	Carbón	48,00	48,00	1.00	1.00	14:00:00	5,30
CTH	154,00	100,00	Carbón	48,00	48,00	1.00	1.20	14:00:00	5,30
CTM1	155,00	90,00	Carbón	48,00	48,00	2.00	1.40	14:00:00	7,24
CTM2	164,00	90,00	Carbón	48,00	48,00	1.50	1.40	14:00:00	8,08
CTM3-TG + CTM3-TV	243,00	160,00	GNL	0,00	0,00	6.00	6.00	2:48:00	5,88
CTM3-TG + CTM3-TV (Diésel)	250,32	215,00	Diésel	24,00	8,00	6.00	6.00	2:48:00	5,88
CTTAR	148,00	100,00	Carbón	48,00	48,00	0.75	1.50	16:18:00	6,12
CUMMINS	0,70	0,70	Diésel	0,00	0,00	1.00	1.00	0:05:00	0,00
DEUTZ	2,00	0,70	Diésel	0,00	0,00	1.00	1.00	0:05:00	2,00
Diésel Aguas Blancas	2,50	1,00	Diésel	0,00	0,00	20.00	10.00	0:05:00	0,00
ESTANDARTE S	1,60	0,00	Diésel	0,00	0,00	20.00	10.00	0:05:00	0,00
GMAR	8,40	2,10	Diésel	0,00	0,00	40.00	0.40	0:03:00	0,98
INACAL	6,80	0,85	Diésel	12,00	0,50	10.00	10.00	3:45:00	5,00
INGENOVA	2,30	0,00	Diésel	0,00	0,00	20.00	10.00	0:15:00	0,00
Kelar TG1+0.5TV	258,00	154,80	GNL	0,00	0,00	6.00	6.00	2:48:00	10,23
Kelar TG2+0.5TV	258,00	154,80	GNL	0,00	0,00	6.00	6.00	2:48:00	10,23
M1AR	3,00	1,00	Diésel	0,00	3,00	30.00	0.90	0:15:00	1,79
M2AR	2,92	1,46	Diésel	0,00	3,00	20.00	1.00	0:15:00	2,01
MAIQ	5,94	5,94	Diésel	5,00	0,00	10.00	10.00	0:40:00	1,00
MHAH	1,10	0,00	Hidráulica	0,00	0,00	0.00	0.00	0:18:00	0,00
MHT2	1,10	0,00	Hidráulica	0,00	0,00	0.00	0.00	0:18:00	0,00
MIIQ	2,92	1,46	Diésel	0,00	3,00	20.00	10.00	0:15:00	2,00
MIMB	28,64	6,00	Diésel	5,00	0,00	3.00	0.10	0:13:00	0,61

Anexo A: Datos centrales de generación

Generador	Potencia máxima [MW]	Potencia mínima [MW]	Tecnología	Tiempo mínimo de operación [hrs]	Tiempo mínimo de apagado [hrs]	Máxima rampa de subida $\left[\frac{MW}{min}\right]$	Máxima rampa de bajada $\left[\frac{MW}{min}\right]$	Tiempo de partida desde frío a MT [hh: mm: ss]	Constante de Inercia [seg]
MSIQ	6,20	6,20	Diésel	5,00	0,00	10,00	10,00	0:35:00	2,85
NORACID	17,00	6,80	Diésel	0,00	0,00	20,00	10,00	0:13:00	0,00
NTO1	128,00	65,00	Carbón	48,00	48,00	1,80	2,00	29:00:00	3,81
NTO2	128,00	65,00	Carbón	48,00	12,00	1,20	1,40	29:00:00	3,81
PMG La Portada	3,00	1,20	Diésel	0,00	0,00	20,00	10,00	0:15:00	2,00
SUIQ	4,20	1,40	Diésel	0,00	0,00	30,00	30,00	0:15:00	2,00
SUTA	103,68	8,00	Diésel	5,00	0,00	1,00	1,00	0:55:00	3,50
TG1	21,00	18,40	Diésel	5,00	0,00	8,50	5,80	0:13:00	2,94
TG1A + 0.5 TV1C	190,00	95,00	GNL	0,00	0,00	1,20	2,50	3:05:00	7,97
TG1A + 0.5 TV1C (Diésel)	190,50	152,10	Diésel	0,00	0,00	1,20	2,50	3:05:00	2,92
TG1A + TG1B + TV1C	390,00	310,00	GNL	0,00	0,00	4,90	4,90	3:27:00	14,61
TG1A + TG1B + TV1C (Diésel)	386,80	328,10	Diésel	0,00	0,00	4,90	4,90	3:27:00	7,40
TG2	21,00	18,40	Diésel	5,00	0,00	8,50	5,80	0:13:00	2,94
TG2A + 0.5 TV2C	185,00	155,00	GNL	0,00	0,00	4,00	2,00	3:05:00	7,80
TG2A + 0.5 TV2C (Diésel)	192,30	152,10	Diésel	0,00	0,00	1,20	2,00	3:05:00	2,99
TG2A + TG2B + TV2C	378,00	310,00	GNL	0,00	0,00	4,90	8,00	3:27:00	14,21
TG2A + TG2B + TV2C (Diésel)	390,80	328,10	Diésel	0,00	0,00	4,90	8,00	3:27:00	7,11
TG3	37,20	10,00	GNL	5,00	0,00	8,50	5,80	0:15:00	2,94
TG3 (Diésel)	37,50	32,90	Diésel	5,00	0,00	8,50	10,00	0:15:00	2,94
TGIQ	22,20	21,60	Diésel	5,00	0,00	10,00	10,00	0:14:00	2,50
TGTAR	23,75	20,10	Diésel	0,00	0,00	10,00	10,00	0:08:00	3,13
TV10_2CC	222,00	117,00	GNL	24,00	4,00	7,00	7,00	3:05:00	10,45
TV10_CC	109,00	70,00	GNL	24,00	2,00	7,00	7,00	3:06:00	10,45
U10	37,50	33,70	Diésel	24,00	8,00	6,00	6,00	19:00:00	5,53
U11	37,50	33,70	Diésel	24,00	8,00	6,00	6,00	19:00:00	5,53
U12	83,00	65,00	Carbón	48,00	24,00	2,80	2,50	17:00:00	4,91
U13	84,00	60,00	Carbón	48,00	24,00	1,80	2,20	17:00:00	4,91
U14	121,00	90,00	Carbón	48,00	24,00	2,00	1,80	17:00:00	6,62
U15	123,00	75,00	Carbón	48,00	24,00	1,50	2,00	17:00:00	6,62
U16-TG + U16-TV	393,00	178,00	GNL	0,00	0,00	7,00	5,00	1:37:00	6,32
U16-TG + U16-TV (Diésel)	400,00	312,60	Diésel	30,00	12,00	7,00	5,00	1:37:00	6,32
ZOFRI_1-6	0,90	0,36	Diésel	0,00	0,00	1,80	1,80	0:05:00	2,00
ZOFRI_2-5	5,16	1,03	Diésel	0,00	0,00	10,32	10,32	0:06:00	0,00
ZOFRI_7-12	4,80	0,80	Diésel	0,00	0,00	1,00	1,00	0:05:00	0,37

Tabla A.2: Costos y participación en la provisión de reservas (Sí; No) de las centrales convencionales - SING 2018

Generador	CVNC [\$/ MWh]	Costo de Encendido [M\$]	Costo de Apagado [M\$]	Reserva en giro	Reserva de rampa
ANG1	5,63	2.182,35	2.182,35	Sí	Sí
ANG2	4,22	2.107,18	2.107,18	Sí	Sí
CAVA	0,00	0,00	0,00	No	No
Central Salar	4,65	1.594,68	1.594,68	Sí	Sí
CHAP	0,00	0,00	0,00	No	No
Cochrane 1	4,93	2.182,35	2.182,35	Sí	Sí
Cochrane 2	4,93	2.107,18	2.107,18	Sí	Sí
CTA	5,91	2.349,74	2.349,74	Sí	Sí
CTH	5,74	2.248,11	2.248,11	Sí	Sí
CTM1	2,08	2.024,74	2.024,74	Sí	Sí
CTM2	2,56	1.972,91	1.972,91	Sí	Sí
CTM3-TG + CTM3-TV	7,12	6.458,47	6.458,47	Sí	Sí
CTM3-TG + CTM3-TV (Diésel)	7,21	15.551,38	15.551,38	Sí	Sí
CTTAR	1,40	335,38	335,38	Sí	Sí
CUMMINS	14,00	0,00	0,00	No	No
DEUTZ	15,00	0,00	0,00	No	No
Diésel Aguas Blancas	4,70	0,00	0,00	No	No
ESTANDARTES	2,00	0,00	0,00	No	No
GMAR	9,20	0,00	0,00	No	No
INACAL	2,08	0,00	0,00	No	No
INGENOVA	4,70	0,00	0,00	No	No
Kelar TG1+0.5TV	4,65	6.458,47	6.458,47	Sí	Sí
Kelar TG2+0.5TV	4,65	6.458,47	6.458,47	Sí	Sí
M1AR	9,20	0,00	0,00	No	No
M2AR	9,20	0,00	0,00	No	No
MAIQ	7,90	0,00	0,00	No	No
MHAH	0,00	0,00	0,00	No	No
MHT2	0,00	0,00	0,00	No	No
MIIQ	9,90	0,00	0,00	No	No
MIMB	9,00	0,00	0,00	No	No
MSIQ	4,70	0,00	0,00	No	No
NORACID	4,70	0,00	0,00	No	No
NTO1	1,66	4.088,11	4.088,11	Sí	Sí
NTO2	1,63	4.050,31	4.050,31	Sí	Sí
PMG La Portada	4,70	0,00	0,00	No	No
SUIQ	9,90	0,00	0,00	No	No
SUTA	12,66	0,00	0,00	No	No
TG1	0,99	0,00	0,00	No	No

Generador	CVNC [\$/ MWh]	Costo de Encendido [M\$]	Costo de Apagado [M\$]	Reserva en giro	Reserva de rampa
TG1A + 0.5 TV1C	4,39	0,00	0,00	Sí	Sí
TG1A + 0.5 TV1C (Diésel)	8,92	0,00	0,00	Sí	Sí
TG1A + TG1B + TV1C	4,39	0,00	0,00	Sí	Sí
TG1A + TG1B + TV1C (Diésel)	7,83	0,00	0,00	Sí	Sí
TG2	0,99	0,00	0,00	No	No
TG2A + 0.5 TV2C	4,39	0,00	0,00	Sí	Sí
TG2A + 0.5 TV2C (Diésel)	8,92	0,00	0,00	Sí	Sí
TG2A + TG2B + TV2C	4,39	0,00	0,00	Sí	Sí
TG2A + TG2B + TV2C (Diésel)	7,83	0,00	0,00	Sí	Sí
TG3	0,99	0,00	0,00	No	No
TG3 (Diésel)	0,99	0,00	0,00	No	No
TGIQ	1,70	0,00	0,00	No	No
TGTAR	0,41	0,00	0,00	No	No
TV10_2CC	0,35	0,00	0,00	No	No
TV10_CC	0,54	0,00	0,00	No	No
U10	1,19	1.957,17	1.957,17	Sí	Sí
U11	1,19	1.957,17	1.957,17	Sí	Sí
U12	2,97	1.357,70	1.357,70	Sí	Sí
U13	2,97	1.286,07	1.286,07	Sí	Sí
U14	2,00	1.848,34	1.848,34	Sí	Sí
U15	2,00	1.804,84	1.804,84	Sí	Sí
U16-TG + U16-TV	6,37	5.387,60	5.387,60	Sí	Sí
U16-TG + U16-TV (Diésel)	85,35	14.064,12	14.064,12	Sí	Sí
ZOFRI_1-6	5,00	0,00	0,00	No	No
ZOFRI_2-5	2,00	0,00	0,00	No	No
ZOFRI_7-12	23,03	0,00	0,00	No	No

## A.2 Datos de centrales GV consideradas en el caso de estudio

Tabla A.3: Capacidad instalada, costo variable no combustible (CVNC) y barra de conexión de las centrales solares y eólicas consideradas al año 2018

Nombre ficticio	Tecnología	Capacidad instalada [MW]	CVNC [ $\frac{\$}{MWh}$ ]	Barra de conexión
Eolica_Calama 1	Eólica	162,00	7,7	Calama 110
Eolica_Sierra_Gorda 1	Eólica	162,00	7,7	Calama 110
Eolica_Valle_de_los_Vientos 1	Eólica	90,00	7,7	Calama 110
PV_Arica 1	Solar	2,05	6,0	Arica 110
PV_Calama 1	Solar	30,00	6,0	Calama 110
PV_Calama 2	Solar	30,00	6,0	Calama 110
PV_Calama 3	Solar	30,00	6,0	Calama 110
PV_Calama 4	Solar	30,00	6,0	Calama 110
PV_Calama 5	Solar	30,00	6,0	Calama 110
PV_Crucero 1	Solar	80,00	6,0	Crucero 220
PV_Crucero 2	Solar	30,00	6,0	Crucero 220
PV_Encuentro 1	Solar	90,00	6,0	Encuentro 220
PV_Encuentro 2	Solar	90,00	6,0	Encuentro 220
PV_Lagunas 1	Solar	72,00	6,0	Lagunas 220
PV_Lagunas 2	Solar	30,00	6,0	Lagunas 220
PV_Parinacota 1	Solar	30,00	6,0	Parinacota 220
PV_Parinacota 2	Solar	30,00	6,0	Parinacota 220
PV_Pozo_Almonite 1	Solar	30,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 2	Solar	7,52	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 3	Solar	40,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 4	Solar	30,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 5	Solar	45,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 6	Solar	40,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 7	Solar	90,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 8	Solar	50,00	6,0	Pozo Almonite 110
PV_Pozo_Almonite 9	Solar	50,00	6,0	Pozo Almonite 110
<b>Total:</b>		<b>1400,57</b>		

# Anexo B : Resultados

## B.1 Caso base: Considerando reservas secundarias según CDEC-SING

A continuación se presenta la provisión de las reservas en giro del predespacho del caso base para todo el periodo de evaluación.

En la Figura B.1 se identifican claramente las situaciones en donde el sistema presenta mínimas reservas, siendo las noches y el día para las reservas en giro de subida y bajada, respectivamente. Además, cabe destacar que en las horas de sol, la provisión de reservas en giro de subida es mayor debido a que varias unidades de generación convencional se encuentran despachadas a mínimo técnico, no así en las noches; en donde ocurre todo lo contrario. Observando la potencia no despachada de las fuentes ERNC variable llama la atención que en variadas ocasiones (sobre todo en el día) el sistema debe limitar la generación de dichas fuentes para cumplir con los requerimientos de reservas impuestos y con las características técnicas de las unidades de generación convencional. La potencia no despachada de las fuentes de generación variable llega a ser aproximadamente un 41,5% de la capacidad disponible a las 16:00 hrs del día 08 de enero.



Figura B.1: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de GV para el caso base

### B.1.1 Despacho en mínima demanda neta

De los resultados del problema de optimización para el caso base, la mínima demanda neta del periodo ocurre a las 14:00 hrs del día 08 de enero (worst-case). Las potencias inyectadas por las centrales convencionales y renovables, demanda y demanda neta del sistema para el worst-case se muestra en la Tabla B.1, en donde se observa la presencia de vertimiento de las inyecciones de potencia de las fuentes

renovables de generación variable (específicamente eólica), y que dichas fuentes cubren aproximadamente el 38,46% de la demanda del sistema.

**Tabla B.1: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso base)**

Datos para las 14:00 hrs del 08 de enero		Potencia [MW]
Generación convencional <sup>7</sup>	:	1318,94
Generación renovable (solar y eólica) despachada	:	827,81
Generación renovable (solar y eólica) no despachada	:	174,04
Demanda del sistema	:	2152,43
Demanda neta	:	1324.62

En la Tabla B.2 se muestran las potencias despachadas, reservas en giro y las tasas de toma/bajada de carga disponibles de las unidades de generación convencional presentes en el despacho que satisface la mínima demanda neta y que brindan dichas reservas. Se aprecia que el monto total de reserva en giro de subida es muy superior al mínimo exigido debido a que varias unidades de generación convencional están despachadas al mínimo técnico a causa de la alta penetración de las fuentes ERNC, no así para el caso de bajada en donde es igual al monto mínimo.

**Tabla B.2: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el despacho que satisface la mínima demanda neta - caso base**

Unidades de generación convencional	Potencia despachada [MW]	Reserva en giro de subida [MW]	Reserva en giro de bajada [MW]	Tasa de subida disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$	Tasa de bajada disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$
ANG1	150	150	94	0,0	1,80
ANG2	150	150	94	0,0	1,10
Cochrane 2	168	168	112	0,0	3,00
CTA	100	100	53	0,0	1,00
CTH	100	100	54	0,0	1,00
CTM1	90	90	65	0,0	2,00
CTM2	163	163	1	73,0	1,00
CTTAR	100	100	48	0,0	0,75
NTO1	128	128	0	63,0	0,00
NTO2	128	128	0	63,0	0,00
U15	75	75	48	0,0	1,50
<b>Reserva total</b>		<b>569</b>	<b>199</b>		

<sup>7</sup> Dentro de la generación convencional se incluyó los aportes de potencia de las centrales hidráulicas.

## B.2 Caso 1: Considerando reservas de rampas 5, 10 y 15 minutos

En esta sección se muestran los resultados del predespacho bajo las tres restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos, no considerando las restricciones de reserva en giro más la reserva pronta y detenida de corto plazo.

En la Figura B.2 se muestran los resultados de generación por tecnología y costos operacionales del predespacho para el caso 1. Se aprecia que son muy similares al caso base (ver Figura 5.1) en cuanto a orden de magnitud y participación por tecnología en el balance de potencia activa.

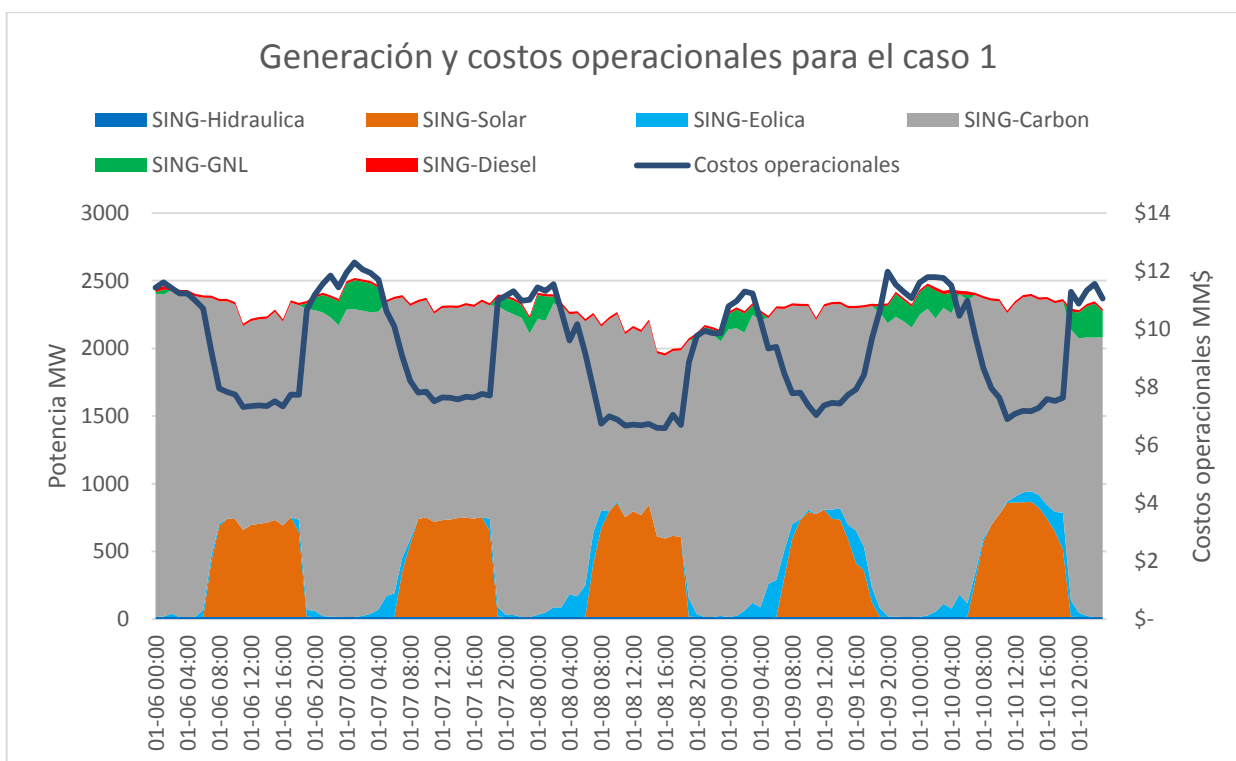


Figura B.2: Generación y costos operacionales para el caso 1

La Tabla B.3 muestra la generación de energía y la participación por tecnología, además de los costos operacionales, durante todo el periodo de evaluación. Comparándola con los resultados de la Tabla 5.1 (caso base), se puede identificar que sube y baja en aproximadamente en un 2 y 1% la participación de las tecnologías a carbón y a gas, respectivamente, provocando una leve disminución de los costos operacionales totales del predespacho con la restricción de las reservas de rampa de 5, 10 y 15 minutos con respecto al caso base.

En la Figura B.3 se muestra la evolución del costo marginal de la barra de referencia Crucero 220 durante todo el periodo en que se realiza el predespacho, promediando un valor de 48,75 [USD/MWh] con una desviación estándar de 40,66 [USD/MWh]; valores levemente mayores al caso base debido a que varias ocasiones el sistema debe recurrir a generación costosa para satisfacer la demanda (mayor variabilidad) y la provisión de reservas.



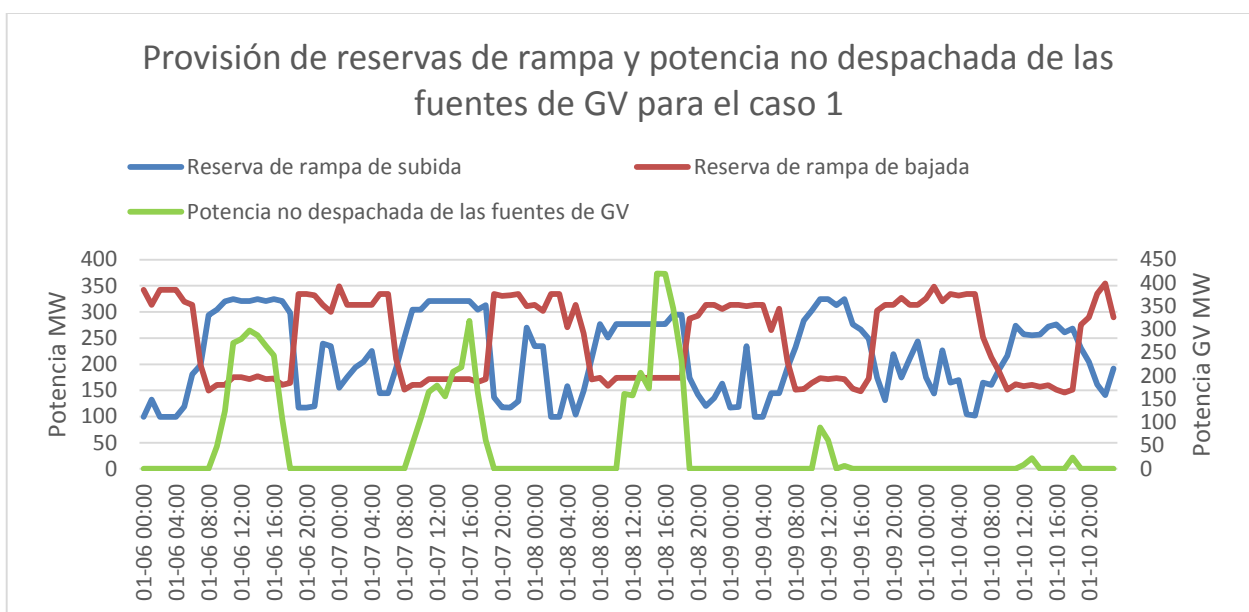
Tabla B.3: Generación de energía y costos operacionales del caso 1

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo [GWh]	Porcentaje de participación [%]	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación [M\$]
Diésel	2,15	0,77	16,98
GNL	5,70	2,05	557,58
Carbón	223,82	80,33	10 295,12
Eólica	5,88	2,11	45,26
Solar	39,29	14,10	235,75
Hidráulica	1,79	0,64	0,00
<b>Total</b>	<b>278,63</b>	<b>100,00</b>	<b>11 150,70</b>



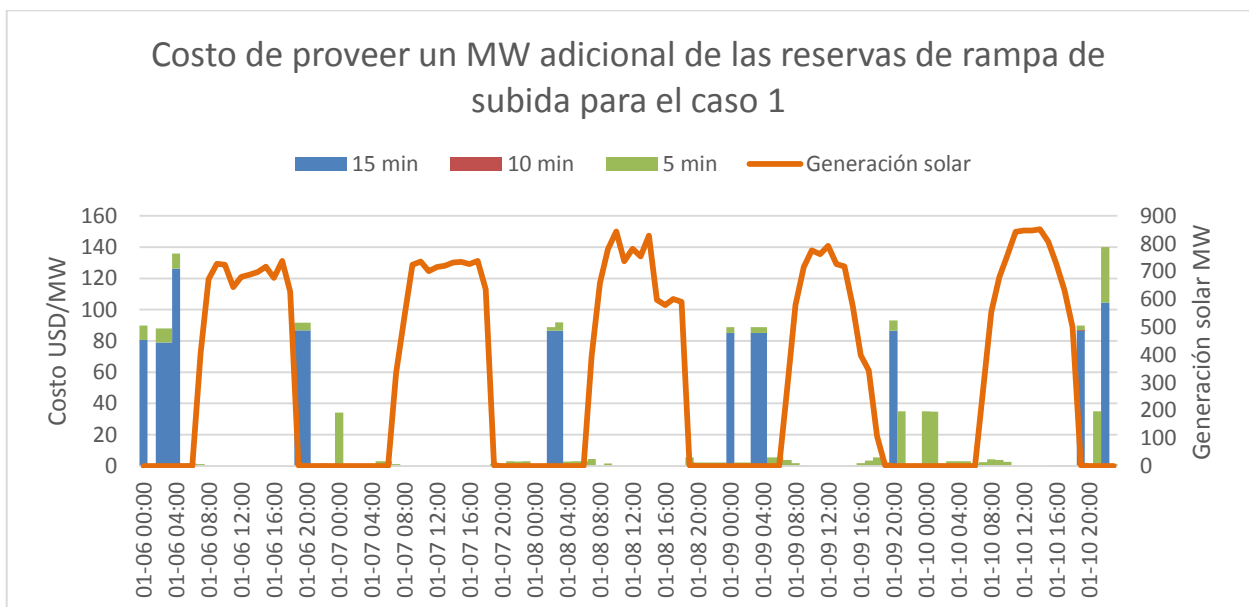
Figura B.3: Evolución temporal del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 1

La Figura B.4 muestra la provisión de reservas de rampas durante todo el periodo de evaluación del predespacho, en donde al igual que el caso base, las situaciones de mínimas reservas se experimentan en el día, para el caso de las reservas de rampas de bajada; y en la noche para las de subida. Además, se aprecia la existencia de vertimiento de las energías ERNC variable en el día, ya que para cumplir con las restricciones de reservas de rampas de bajada, el sistema debe verter dichas inyecciones de potencia para despachar a ciertas unidades de generación convencional a una potencia mayor a su mínimo técnico. Cabe destacar que la potencia máxima no despachada de las fuentes de GV alcanza un valor de 419 [MW] el día 08 de enero a las 16:00 hrs.



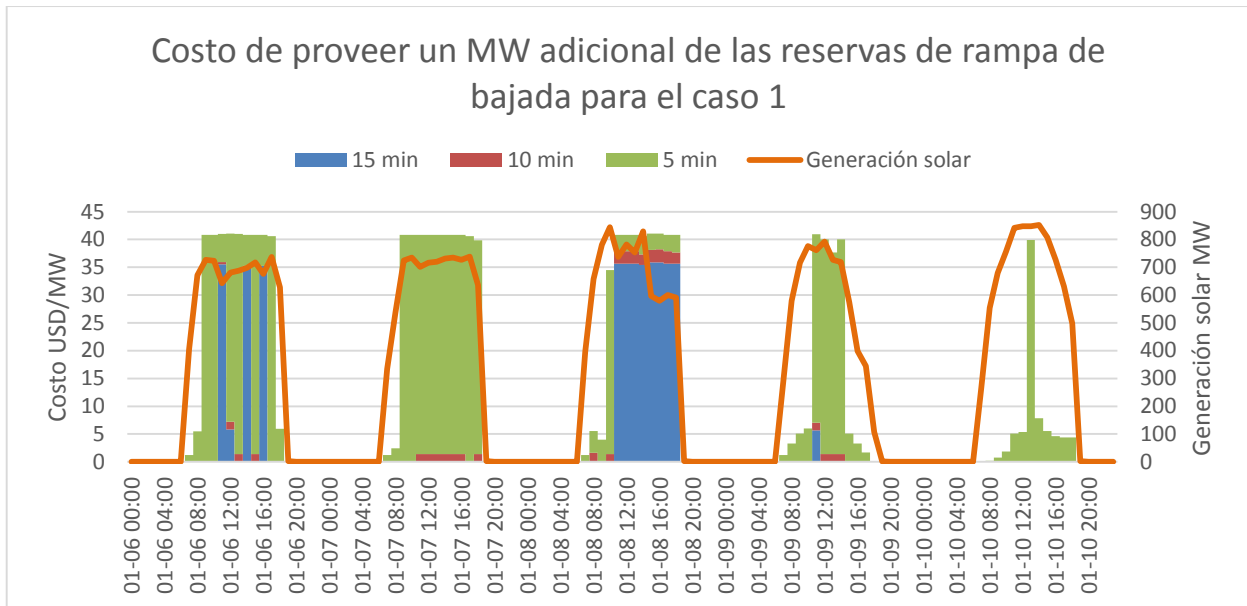
**Figura B.4: Provisión de reservas de rampa y potencia no despachada de las fuentes de GV para el caso 1**

La Figura B.5 muestra el costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida de 5, 10 y 15 minutos durante los 5 días en que se realiza el predespacho. Se aprecia que solamente se activan las restricciones de reservas de rampas de subida en las noches (mayor demanda neta, en consecuencia, menor margen para brindar las reservas de rampa de subida), tal cual como sucede en el caso base (ver Figura 5.3). Además, si el sistema provee las reservas de 5 y 15 minutos, no debe hacer ningún esfuerzo adicional (cambiar el despacho de ciertas unidades, prender y/o apagar centrales) para brindar las reservas de rampas de 10 minutos, ya que éstas tienen un costo incremental nulo durante todo el periodo (restricción no activa).



**Figura B.5: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de subida para el caso 1**

Para el caso del costo incremental de las reservas de rampas de bajada (ver Figura B.6), se observa que las tres restricciones de reservas se activan, sobre todo en las horas donde está presente la generación solar al igual que el caso base (ver Figura 5.3).



**Figura B.6: Costo de proveer un MW adicional de las reservas de rampas de bajada para el caso 1**

Por lo tanto, este predespacho tendría la misma solución de aquel sin la restricción de reserva de rampa de subida de 10 minutos.

En la Tabla B.4 se muestra los costos incrementales promedios con sus respectivas desviaciones estándar. Se aprecia claramente que brindar las reservas de rampa de 5 y 15 minutos implican un mayor esfuerzo al sistema (redespachar unidades de generación, prender y/o apagar centrales) en comparación a las reservas de rampa de 10 minutos.

**Tabla B.4: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos para el caso 1**

Reserva de rampas		Promedio [USD/MW]	Desviación estándar [USD/MW]
De subida	5 minutos	3,43	7,55
	10 minutos	0,00	0,00
	15 minutos	10,37	28,94
De bajada	5 minutos	8,20	14,69
	10 minutos	0,34	0,70
	15 minutos	3,36	10,30

Por último, en la Figura B.7 se muestra el incumplimiento de la restricción de reserva inercial. En la Figura B.7.a se analiza la restricción de reserva inercial 1, es decir, si existe alguna central despachada a una potencia mayor que 105 [MW] entre las 7:00 y las 19:00 hrs. Se aprecia que en todo momento el problema de optimización despachada alguna unidad a una potencia mayor que 105 [MW], causando que nunca se cumpla la restricción de reserva inercial 1. Para el caso de la reserva inercial 2 (monto máximo de

desconexión de generación de 220 [MW]), se observa que en algunas ocasiones en donde está presente la generación solar, el problema de optimización debe despachar alguna unidad de generación a una potencia mayor que 220 [MW]. Sin embargo, comparándola con el caso base, disminuye el número de incumplimiento de la restricción de reserva inercial 2 (de 19 a 16 veces).

Cabe destacar que no se muestra ningún análisis relacionado con el porcentaje en que el despacho asegura el seguimiento de las rampas de la demanda neta. Cómo éste caso corresponde al predespacho con las restricciones de reservas de rampas de 5, 10 y 15 minutos, el sistema debe tener en todo momento las suficientes reservas para compensar las variaciones de la demanda neta en dichas ventanas de tiempo.

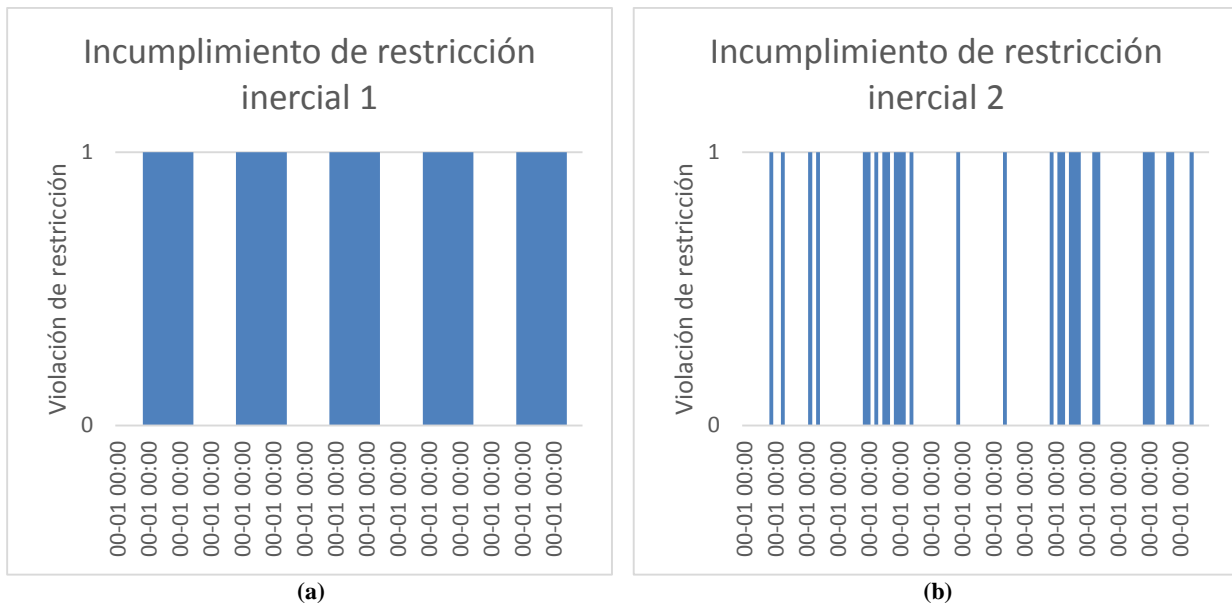


Figura B.7: Incumplimiento de la restricción de reserva inercial 1 (a) y 2 (b) - caso 1

## B.3 Caso 2

En la presente sección, se muestra la provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de generación variable para el caso 2a; y el detalle completo de los resultados del problema de optimización para el caso 2b.

### B.3.1 Caso 2a

En la Figura B.8 se muestra la provisión de reservas en giro y la potencia no despachada de las fuentes de generación variable durante todo el periodo del problema de optimización con la restricción adicional de reserva inercial de 125 [MW]. De dicha figura, se aprecia que solamente en un día (08 de enero) el sistema verte generación solar y eólica a diferencia de los demás casos. Esto se debe a que a raíz de que el sistema no cuenta con las grandes unidades convencionales térmicas, despacha solamente unidades pequeñas a una potencia mayor que sus mínimos técnicos, y por ende, posee cierto margen para brindar las reservas en giro, exceptuando el día 08 de enero en donde el sistema experimenta la mayor inyección de las fuentes de generación variable.

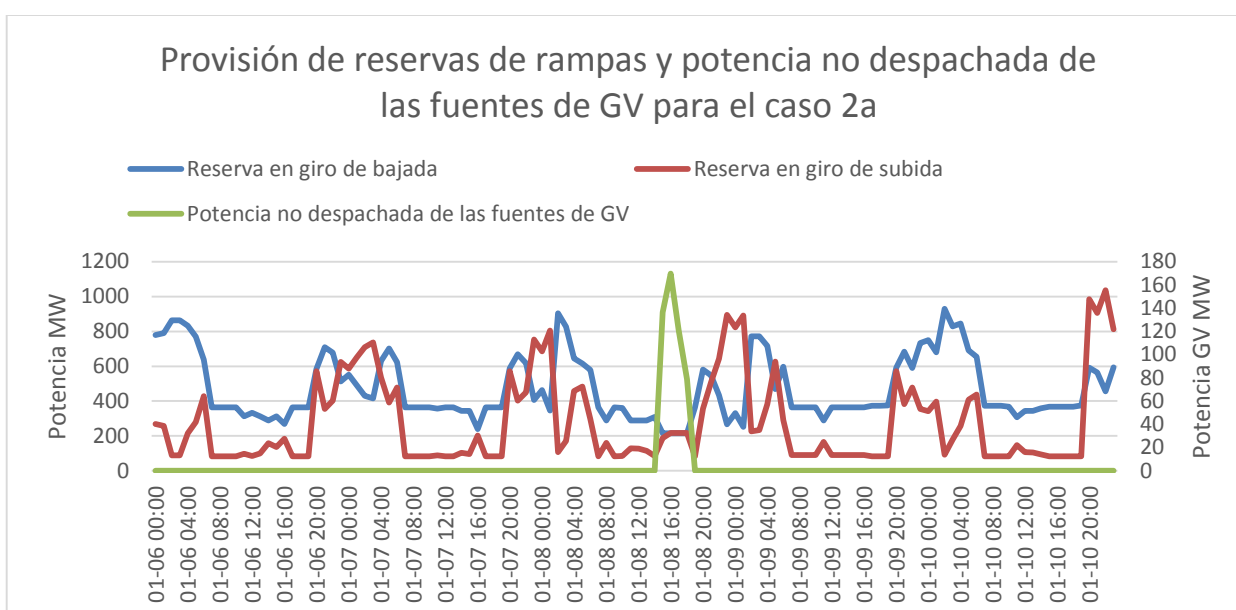


Figura B.8: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de GV en el unit commitment para el caso 2<sup>a</sup>

### B.3.1.1 Despacho en mínima demanda neta

Las condiciones operacionales del sistema cuando experimenta el worst-case son las que se muestran en la Tabla B.5, en donde, a diferencia de todos los casos mostrados anteriormente, el proceso de optimización despacha a la máxima capacidad disponible en ese momento de las energías ERNC variables, disminuyendo la demanda neta. Es importante mencionar que para este caso el vertimiento de las fuentes de generación variable solamente alcanza los 506 *MWh* durante todo el periodo de evaluación (ver Figura B.8), valor muy inferior con respecto a los casos base y 1 en donde la energía no utilizada de estas fuentes es del orden de 4,5 *GWh* (ver Figura B.1 y Figura B.4).

Tabla B.5: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso 2a)

Datos para las 14:00 hrs del 08 de enero	Potencia MW
Generación convencional <sup>8</sup>	: 1233,41
Generación renovable (solar y eólica) despachada	: 1001,86
Generación renovable (solar y eólica) no despachada	: 0
Demanda del sistema	: 2152,43
Demanda neta	: 1150,57

En la Tabla B.6 se muestra las unidades de generación convencional que aportan reservas en giro y que están despachadas en el momento de la mínima demanda neta, observándose la presencia de diferentes unidades que participan en la provisión de reservas a causa de la limitación de generación, en comparación a los demás casos.

<sup>8</sup> Dentro de la generación convencional se incluyó los aportes de potencia de las centrales hidráulicas.

**Tabla B.6: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el despacho que satisface la mínima demanda neta – caso 2a**

Unidades de generación convencional	Potencia despachada [MW]	Reserva en giro de subida [MW]	Reserva en giro de bajada [MW]	Tasa de subida disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$	Tasa de bajada disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$
CTH	125	0	25	0,00	1,20
CTM1	109	16	19	2,00	1,40
CTM2	125	0	35	0,00	1,40
CTTAR	100	25	0	0,75	0,00
NTO1	125	0	60	0,00	2,00
NTO2	125	0	60	0,00	1,40
U12	65	18	0	2,80	0,00
U13	60	24	0	1,80	0,00
U14	90	31	0	2,00	0,00
U15	75	48	0	1,50	0,00
<b>Reserva total</b>		<b>162</b>	<b>199</b>		

Cabe destacar de la tabla anterior que las centrales U12, U13, U14 y U15 son despachadas a mínimo técnico para brindar reservas en giro de subida.

### B.3.2 Caso 2b

En esta sección se presentan los resultados del unit commitment con las restricciones de reservas en giro de subida y bajada de 83 y 199 [MW], respectivamente, además de limitación de generación máxima de 220 [MW] durante las horas de sol (de 07:00 hasta las 19:00 hrs). En la Figura B.9 se muestra las inyecciones de potencia y costos operacionales del unit commitment de cinco días, en donde se observa una clara disminución de la participación de las centrales diésel y GNL en el balance de potencia activa a diferencia del cas anterior, reflejándose en un menor costo operación del sistema. El detalle de los costos operacionales y generación de energía por tecnología se muestra en la Tabla B.7.

Tabla B.7: Generación de energía y costos operacionales por tecnología para el caso 2b

Tecnología	Generación de energía durante todo el periodo [GWh]	Porcentaje de participación [%]	Costo operacional durante todo el periodo de evaluación [M\$]
Diésel	2,04	0,73	0,44
GNL	6,14	2,20	618,46
Carbón	225,86	81,09	10 363,83
Eólica	5,55	1,99	42,71
Solar	37,16	13,34	222,97
Hidráulica	1,79	0,64	0,00
<b>Total</b>	<b>278,54</b>	<b>100,00</b>	<b>11 248,41</b>

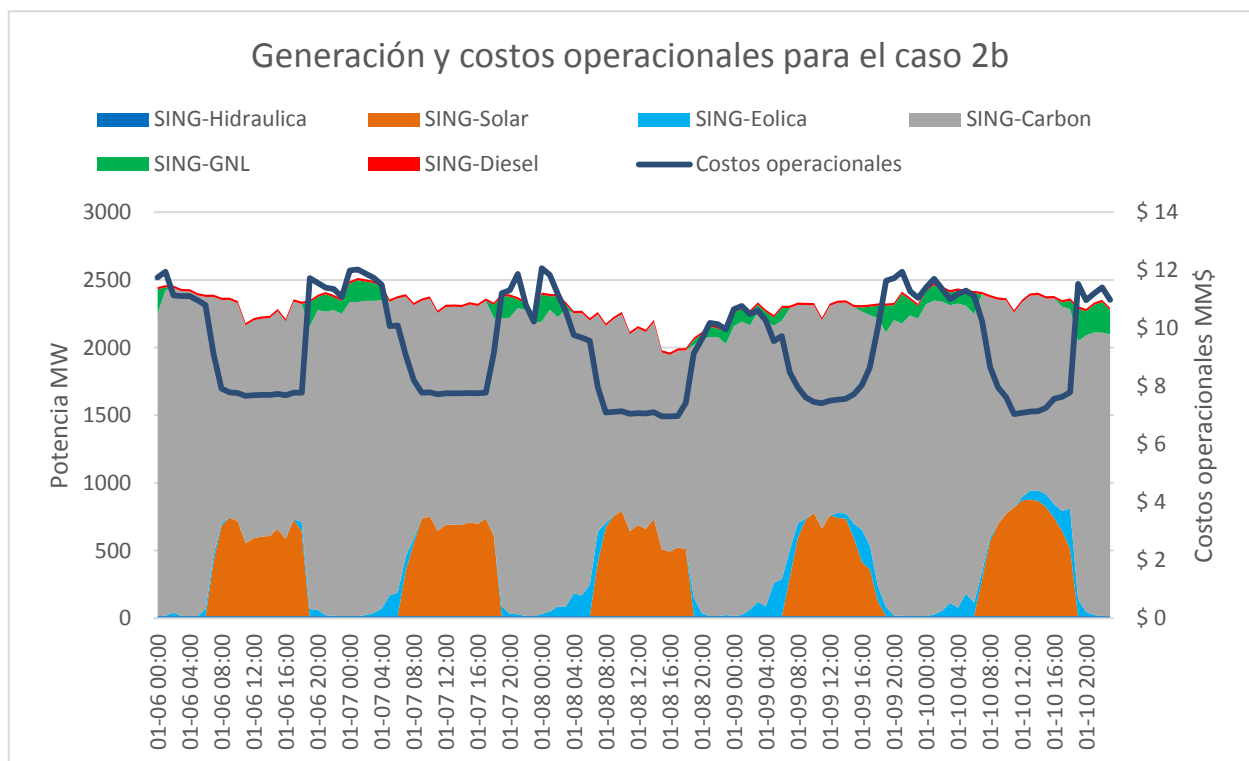


Figura B.9: Generación y costos operacionales para el caso 2b

En la Figura B.10 se muestra la evolución temporal del costo marginal en la barra de referencia de sistema (Crucero 220) apreciándose la ausencia de energía no suministrada, y promediando un valor de 40,11 [USD/MWh] con una desviación estándar de 31,50 [USD/MWh]. Los elevados costos marginales que ocurren durante el periodo de evaluación son debido a que marginan las centrales Diésel Aguas Blancas (190,13 [USD/MWh]), TG3 (134,66 [USD/MWh]) y la TG1A+0.5TV1C (87,08 [USD/MWh]); el resto del periodo las encargadas de satisfacer el MWh adicional son las unidades carboneras y solares.

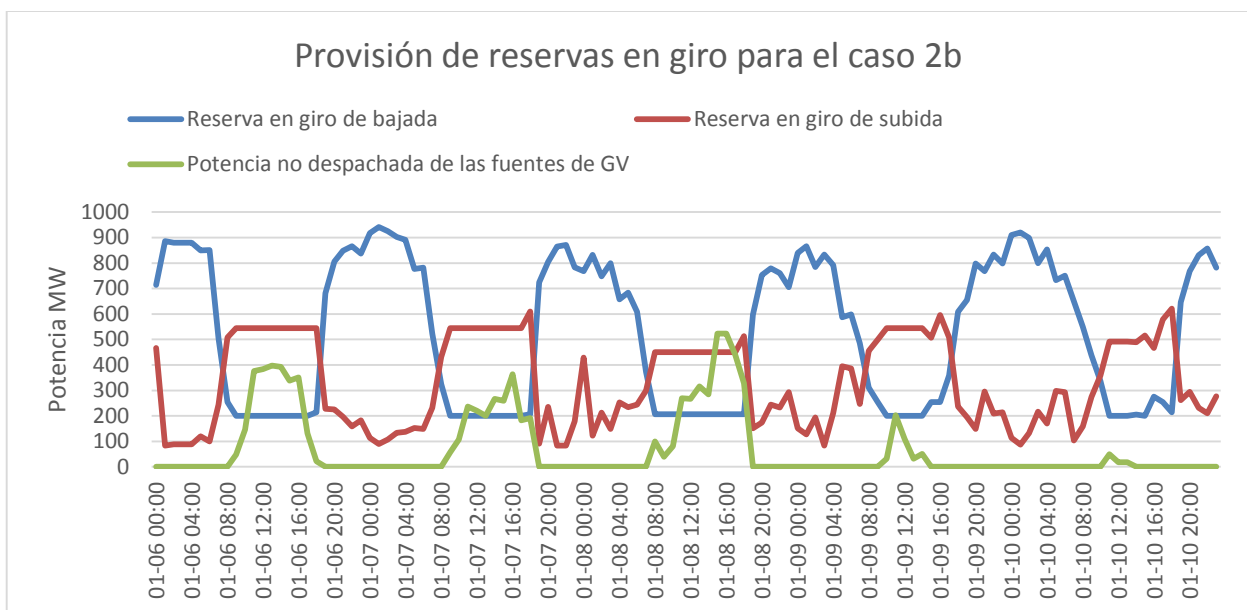
Con respecto a la provisión de reservas en giro y las potencias no despachadas de las fuentes de generación variable para todo el periodo del unit commitment (ver Figura B.11) se aprecia que presentan el mismo comportamiento en comparación con los casos base, 1a, 1b y 1c.

En la Figura B.12 se muestra el costo de satisfacer un MW adicional de las reservas en giro de subida y bajada para el presente caso, en donde son pocas las ocasiones en que se activa la restricción de los requerimientos de las reservas en giro de subida, y por ende, cambiando la solución óptima del caso sin dicha restricción. Para el caso de bajada, siempre esta restricción se activa en las horas donde está presente la generación solar, cambiando el óptimo económico en esas horas, al igual que en todos los casos mostrados anteriormente.



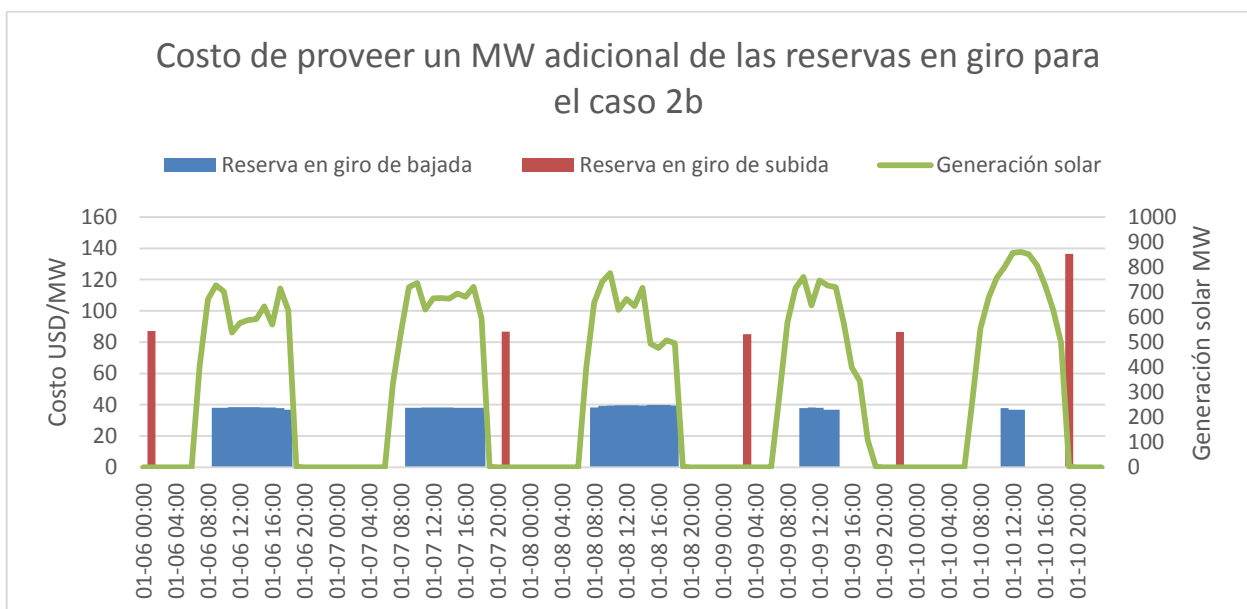
Figura B.10: Evolución del costo marginal en la barra Crucero 220 - caso 2b





**Figura B.11: Provisión de reservas en giro y potencia no despachada de las fuentes de generación variable para el caso 2b**

En la Tabla 5.B.8 se muestran los valores promedios y desviación estándar del costo de satisfacer un MW adicional de las reservas en giro. En dicha tabla se aprecia que el costo de la reserva de bajada es mayor al de subida tal como era de esperarse de acuerdo a la Figura B.12, ya que el número de activación de la restricción de la reserva en giro de bajada es mayor que al de subida, evidenciando que el sistema debe recomodar sus recursos y salir del óptimo económico para brindar esta última reserva en las horas donde está presente la generación solar.

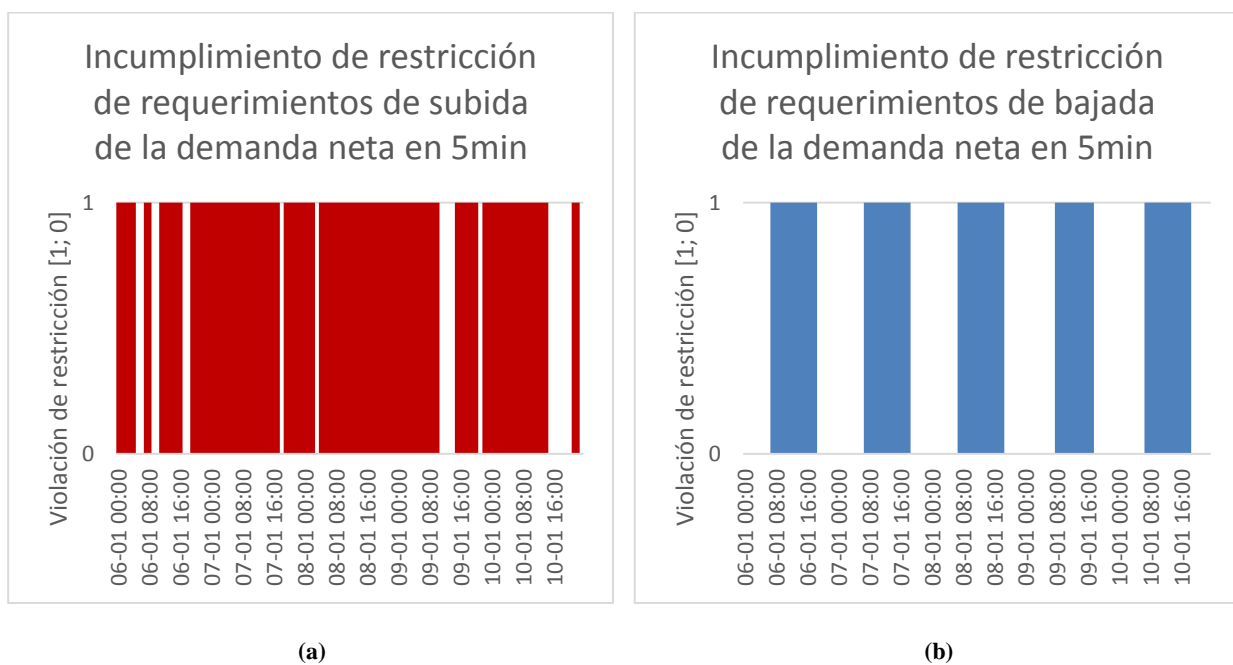


**Figura B.12: Costo de proveer un MW adicional de reserva en giro para el caso 2b**

**Tabla 5.B.8: Costo de satisfacer el MW adicional de reservas de rampas de 15 minutos para el caso 2b**

Reserva de rampas	Promedio [USD/MW]	Desviación estándar [USD/MW]
De subida	4,02	19,78
De bajada	12,44	18,01

Desde la Figura B.13 hasta la Figura B.15 se muestra el número de veces en que el sistema no puede desplegar sus reservas en el tiempo requerido (ver Tabla 4.4) ante variaciones de 5, 10 y 15 minutos de la demanda neta. Para una ventana de tiempo de 5 minutos, se observa que el sistema durante gran parte del tiempo no puede aumentar sus inyecciones hasta el monto mínimo de 84,86 [MW] en la misma ventana de tiempo (82 veces), tal como se muestra en la Figura B.13.a. Para el caso de bajada de la Figura B.13.b, solamente el sistema tiene problemas de disminuir sus inyecciones en 79,24 [MW] en 5 minutos en las horas donde está presente la generación solar (62 veces).

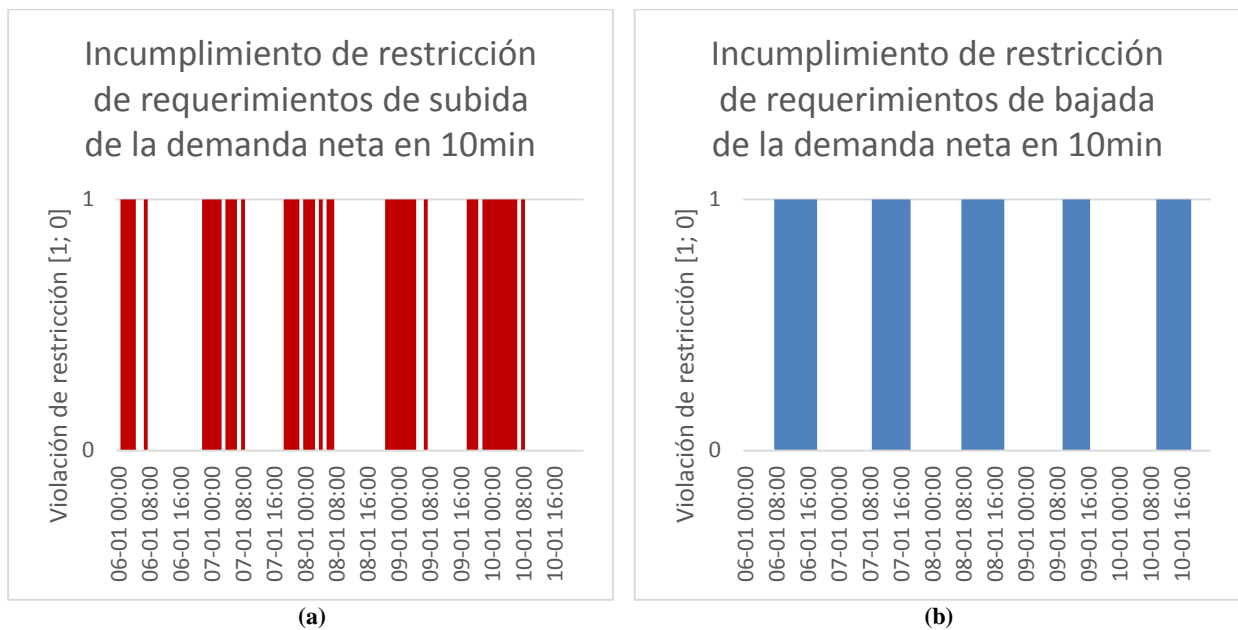


**Figura B.13: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 5 minutos - caso 2b**

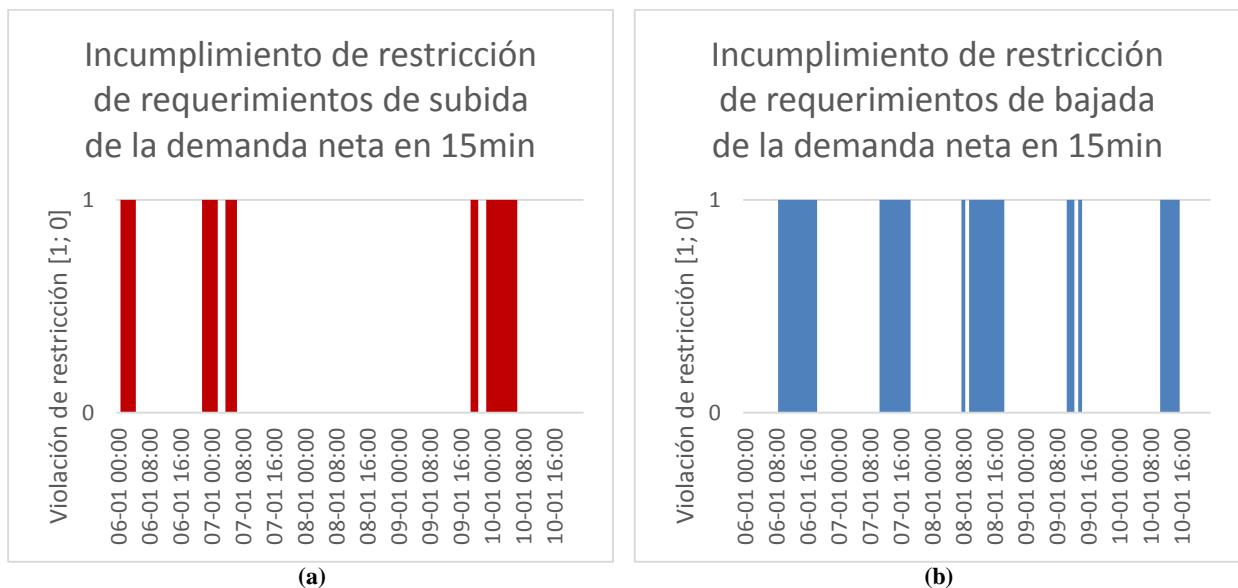
En la Figura B.14.a y Figura B.14.b se muestra el incumplimiento de los requerimientos de subida y bajada, respectivamente, de las variaciones de la demanda neta en una ventana de tiempo de 10 minutos. Para el caso de subida, se observa una notoria disminución con respecto a una ventana de tiempo de 5 minutos (ver Figura B.13.a) de 82 a 47 veces. En cambio, para los requerimientos de bajada, no se aprecia una gran diferencia con respecto a la ventana de tiempo anterior (ver Figura B.13.b), en donde solamente disminuyó en 10 ocasiones, pasando a un total de 52 veces en que el sistema no puede disminuir sus inyecciones de potencia en el monto mínimo establecido por los requerimientos de bajada de la demanda neta en 10 minutos (ver Tabla 4.4).

En la Figura B.15.a y Figura B.15.b, se aprecia una disminución de la cantidad de veces en que se activa la restricción de los requerimientos de la demanda neta, tanto para el caso de subida y bajada, con respecto a las ventanas anteriores. Para el caso de subida, solamente en 34 ocasiones el sistema no estaría

cumpliendo con los requerimientos impuestos por las variaciones de subida del netload en 15 minutos, y para el caso de bajada, en 47 veces, siendo esta última no muy diferente con respecto a la Figura B.14.



**Figura B.14: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 10 minutos - caso 2b**



**Figura B.15: Incumplimiento de restricción de requerimientos de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta en 15 minutos - caso 2b**

Por último, en la Figura B.16 se muestra la cantidad de veces que el sistema despachada a una potencia mayor a 125 [MW] en las horas de sol, en donde al igual que los casos anteriores con respecto al monto máximo de 105 [MW], esta restricción nunca se cumple.

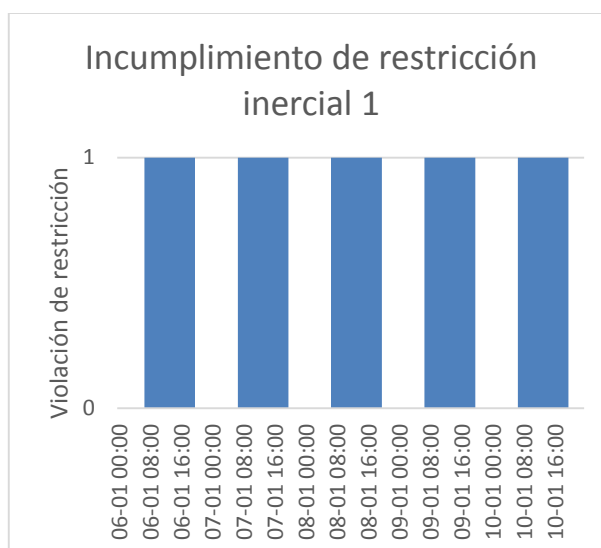


Figura B.16: Incumplimiento de restricción de reserva inercial 1 - caso 2b

Al igual que el resto de los casos, se procede a identificar el worst-case para determinar el porcentaje del tiempo en que el sistema asegura el seguimiento de las variaciones de subida y bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos.

### B.3.2.1 Porcentaje de seguimiento de las rampas de la demanda neta

De los resultados del predespacho, el sistema experimenta la mínima demanda neta a las 13:00 hrs del día 10 de enero, cambiando completamente el día y la hora con respecto a los casos anteriores debido al proceso de optimización. Las inyecciones de potencia fuentes convencionales y renovables, demanda y demanda neta en el worst-case se muestran en la Tabla B.9, en la cual se aprecia una alta inyección de potencia de las energías solares y eólicas, y por ende, una escasa potencia vertida de dichas fuentes.

Tabla B.9: Generación convencional y renovable, demanda y demanda neta del sistema a las 14:00hrs del día 08 de enero (caso 2b)

Datos para las 14:00 hrs del 08 de enero		Potencia [MW]
Generación convencional <sup>9</sup>	:	1473,94
Generación renovable (solar y eólica) despachada	:	926,23
Generación renovable (solar y eólica) no despachada	:	18,08
Demanda del sistema	:	2330,11
Demanda neta	:	1403,87

Las unidades de generación convencional presentes al momento de la mínima demanda neta y que brindan reservas en giro se muestran en la Tabla B.10, en donde a diferencia de los casos anteriores, ahora son 12 unidades que participan en el seguimiento de la demanda neta.

<sup>9</sup> Dentro de la generación convencional se incluyó los aportes de potencia de las centrales hidráulicas.

Tabla B.10: Potencia despachada, reservas en giro y rampas disponibles de subida y bajada en el worst-case – caso 2b

Unidades de generación convencional	Potencia despachada [MW]	Reserva en giro de subida [MW]	Reserva en giro de bajada [MW]	Tasa de subida disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$	Tasa de bajada disponible $\left[\frac{MW}{min}\right]$
ANG1	150	70	0	1,80	0,0
ANG2	150	70	0	1,10	0,0
Cochrane 1	168	52	0	3,00	0,0
CTA	100	53	0	1,00	0,0
CTH	100	54	0	1,00	0,0
CTM1	90	65	0	2,00	0,0
CTM2	163	1	73	1,00	1,4
CTTAR	100	48	0	0,75	0,0
NTO1	128	0	63	0,00	2,0
NTO2	128	0	63	0,00	1,4
U14	90	31	0	2,00	0,0
U15	75	48	0	1,50	0,0
<b>Reserva total</b>		<b>492</b>	<b>199</b>		

Considerando los montos de reservas en giro expuestas en la tabla anterior y las tasas de toma/bajada de carga de las unidades de generación, la capacidad del sistema en aumentar o disminuir sus inyecciones ante distintas ventanas de tiempo se muestran en la Tabla B.11.

Tabla B.11: Potencia disponible de subida y bajada ante distintas ventanas de tiempo en el worst-case – caso 2b

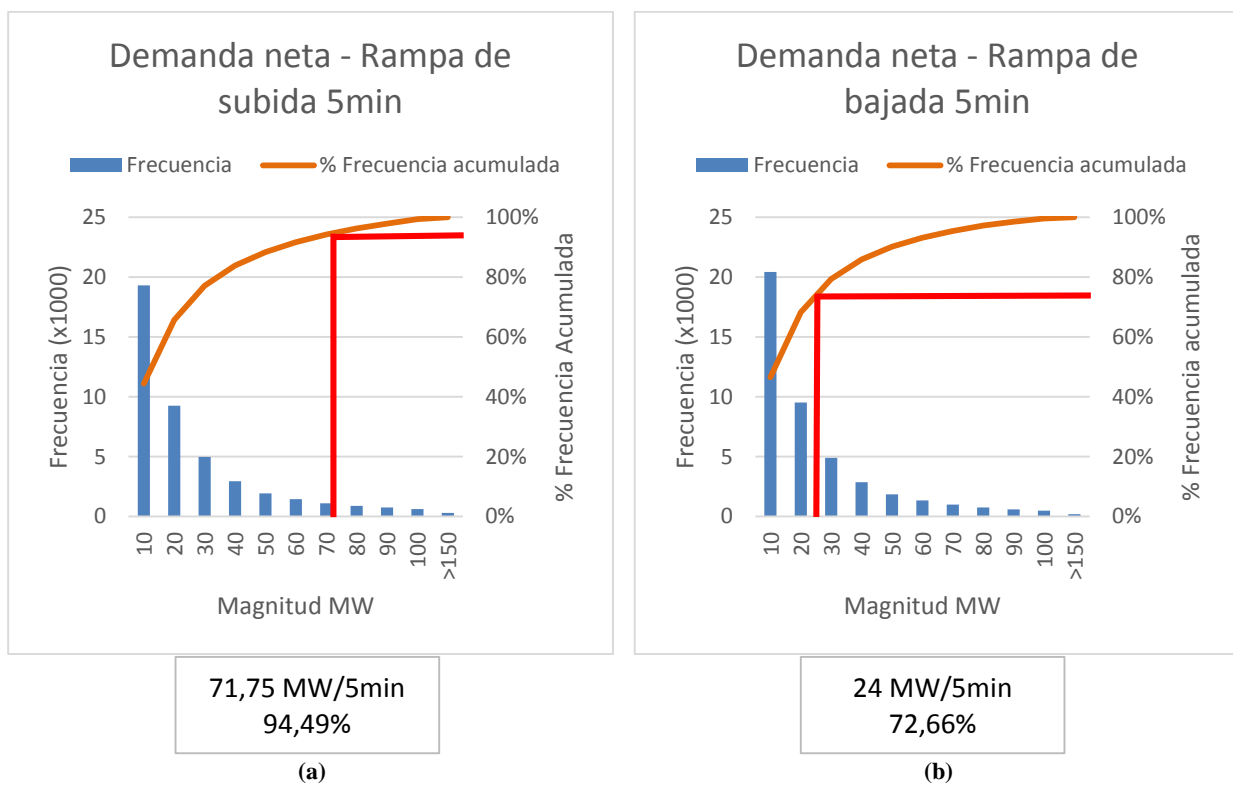
	Potencia de subida disponible MW	Potencia de bajada disponible MW
<b>En 5 min</b>	71,75	24
<b>En 10 min</b>	142,50	48
<b>En 15 min</b>	213,25	72
<b>En 20 min</b>	267,00	96
<b>En 25 min</b>	312,75	120
<b>En 30 min</b>	358,50	144

En la Figura B.17.a y Figura B.17.b se muestra la intersección de la potencia disponible en 5 minutos del despacho en el worst-case con el análisis estadístico de rampas de la demanda neta en la misma ventana de tiempo. De dichas figuras se aprecia que el sistema en el worst-case asegura el seguimiento en más de un 97% del tiempo de año en las variaciones de subida de la demanda neta, pero no así para los requerimientos de bajada, ya que solamente cumple con un porcentaje de 72,66%.

Para una ventana de tiempo de 10 minutos, se aprecia que tampoco hay problemas con los requerimientos de subida de la demanda neta, ya que el despacho en el worst-case asegura un aumento de potencia mayor al mínimo establecido en un horizonte de 10 minutos (ver Figura B.18.a). Sin embargo, todavía se evidencian problemas con el cumplimiento del criterio mínimo de seguimiento de las rampas de bajada de la demanda neta, siendo bajo al porcentaje exigido, tal como se puede ver en la Figura B.18.b.

Por último, en la Figura B.19.a y Figura B.19.b se muestra el análisis para una ventana de 15 minutos, en donde todavía el sistema no puede cumplir con los requerimientos mínimos de las rampas de bajada de la demanda neta, evidenciando un porcentaje menor a 97%. Para el caso de subida, al igual que las ventanas de tiempos anteriores, el sistema asegura un porcentaje mayor al mínimo establecido en el seguimiento de las rampas de subida de la demanda neta.

Por lo tanto, imponer una restricción de despacho máximo de 220 [MW] en las horas de sol asegura el cumplimiento de las restricciones de seguimiento de la demanda neta en ventanas de tiempo de 5, 10 y 15 minutos. Para horizontes mayores, tampoco se evidencian problemas. Para el caso de los requerimientos de bajada, al igual que el caso base, no se cumplen con los requerimientos de seguimiento de las variaciones de bajada de la demanda neta en ventanas de tiempo hasta los 20 minutos. Para horizontes de tiempo de 25 y 30 minutos, el sistema presenta una potencia disponible de bajada mayor a los mínimos exigidos.



**Figura B.17: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 5 minutos – caso 2b**

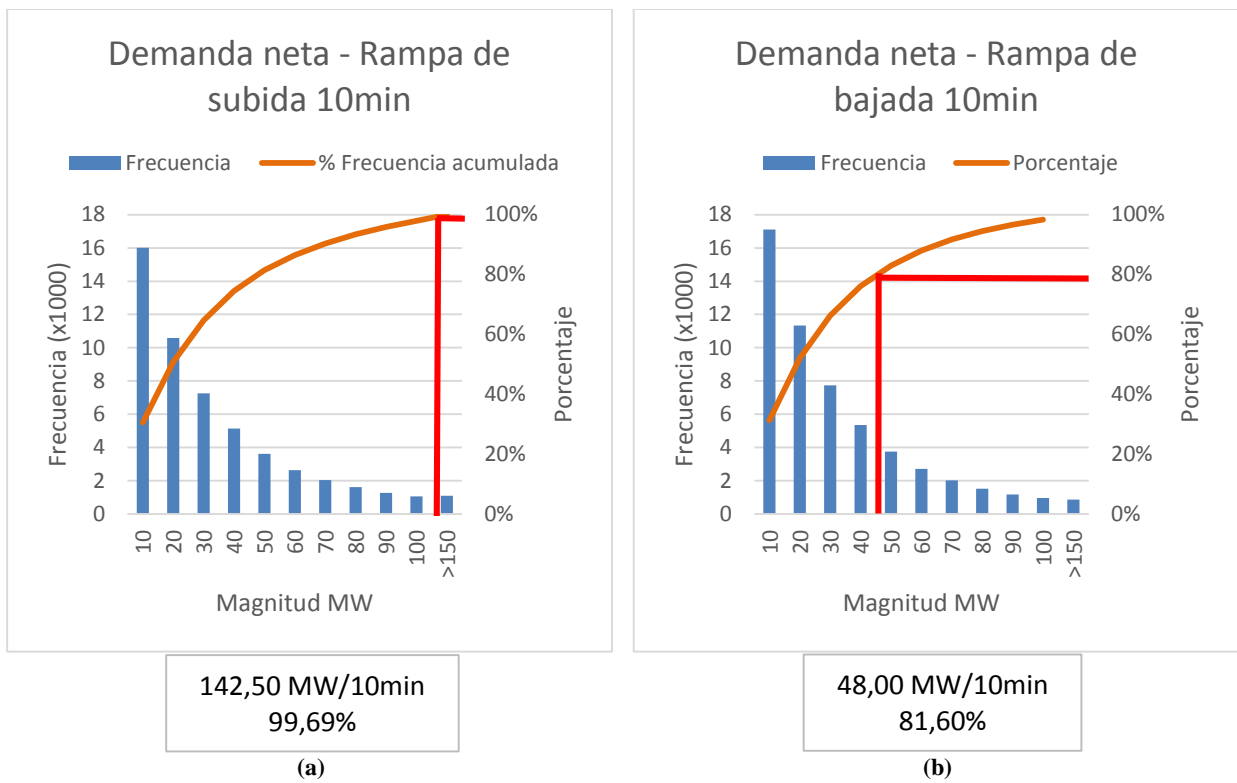


Figura B.18: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 10 minutos – caso 2b

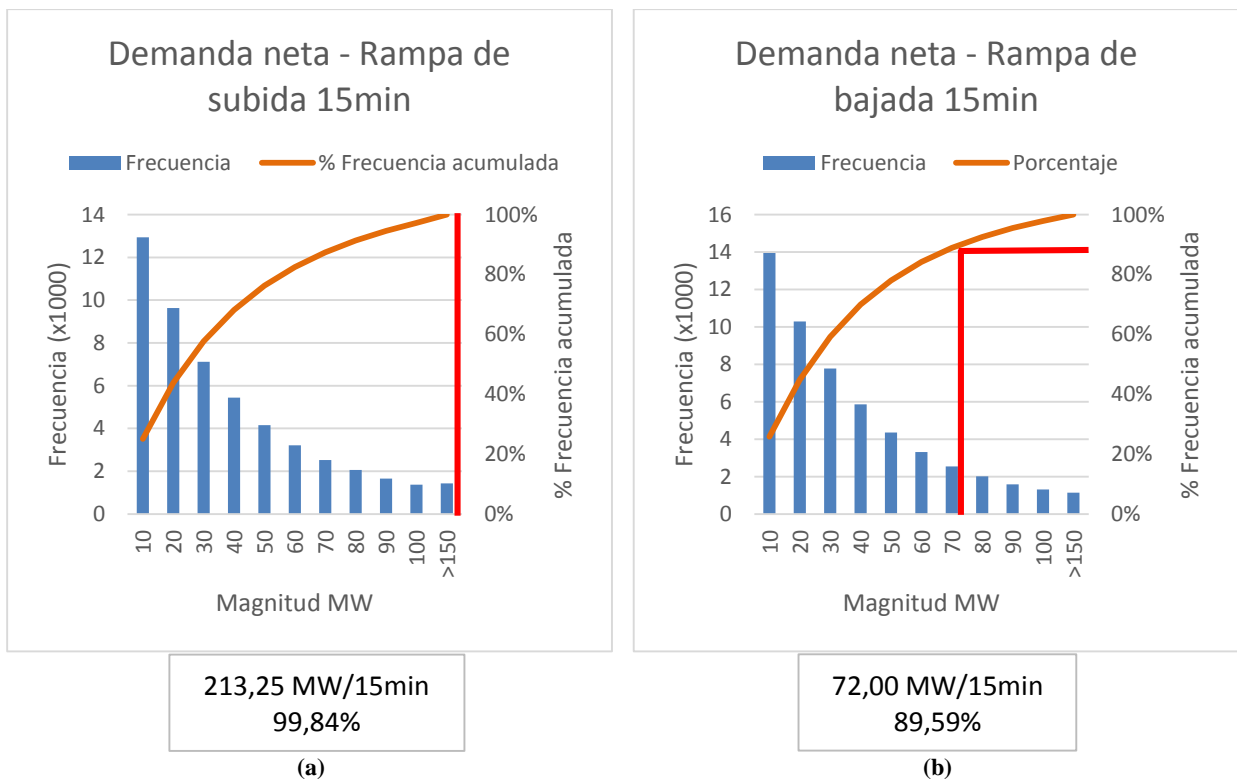


Figura B.19: Requerimientos de rampas de subida (a) y bajada (b) de la demanda neta para una ventana de tiempo de 15 minutos – caso 2b