

UNIVERSIDAD DE CHILE

FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

**EFFECTOS DE INCLUIR REQUERIMIENTOS DE RESPUESTA INERCIAL EN EL
PREDESPACHO DE SISTEMAS DE POTENCIA CON ENERGÍAS RENOVABLES NO
CONVENCIONALES**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

FELIPE ANDRÉS PÉREZ ILLANES

PROFESORA GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE COMISIÓN:

EDUARDO ÁLVAREZ-MIRANDA

RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE

2015

EFFECTOS DE INCLUIR REQUERIMIENTOS DE RESPUESTA INERCIAL EN EL PREDESPACHO DE SISTEMAS DE POTENCIA CON ENERGÍAS RENOVABLES NO CONVENCIONALES

En la presente memoria se formula una versión del problema de predespacho de unidades (del inglés UC), considerando restricciones sobre la respuesta inercial del sistema de potencia (IRC-UC). El objetivo es disponer de una herramienta que permita evaluar los efectos de incluir dichas restricciones en el predespacho, en escenarios de alta penetración de tecnologías de generación variable (TGV). El modelo IRC-UC fue implementado con éxito en lenguaje C++, utilizando el optimizador comercial CPLEX.

El caso de estudio utilizado corresponde a una proyección del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) al año 2017, la que considera la entrada en operación de 1342 MW de centrales TGV. Se resuelve el predespacho tanto con el UC convencional como con el IRC-UC para el período de 3 días con menor demanda neta promedio, según proyecciones realizadas por el Centro de Despacho Económico de Carga del SING (CDEC-SING), ya que en esta condición se espera ver los mayores impactos en la respuesta inercial del sistema. Los resultados muestran que el programa de operación obtenido con el IRC-UC presenta un sobre costo de un 4% en la operación normal, en comparación al obtenido mediante el UC convencional. Los principales cambios generados en la operación del sistema, dicen relación con un mayor número de unidades convencionales en servicio y un menor punto de operación de éstas, en comparación con el UC convencional. Debido a la entrada en operación de unidades convencionales en horas en que las restricciones de respuesta inercial (R.RI) se activaron y a la restricción de tiempos mínimos de operación de dichas unidades, se produjo un vertimiento de un 2,7% de generación diaria de TGV disponible. Por otro lado, simulaciones dinámicas realizadas evidencian notorias mejoras en el desempeño de la respuesta en frecuencia del sistema, en términos de la tasa de caída de la frecuencia (ROCOF) en el instante inicial tras producirse una contingencia y del valor mínimo que alcanza ésta (nadir).

Se concluye que la formulación del IRC-UC permite mejorar la respuesta en frecuencia del sistema, a cambio de un sobre costo en la operación normal del éste. Sin embargo, las mejoras vistas en la respuesta en frecuencia, puede resultar en que los montos de energía no suministrada a lo largo del año sean menores. Lo anterior permite pensar que el costo de la operación real anual (considerando costos de energía no suministrada), sea similar o incluso menor que el obtenido con el UC convencional. Se sugiere como posible trabajo a futuro realizar la evaluación mencionada anteriormente, mejorar las metodologías y técnicas aplicadas en el presente documento y, por último, abrir la discusión respecto a la posibilidad de generar un servicio complementario, en el que tanto generadores como consumos puedan aportar a satisfacer los requerimientos de respuesta inercial.

Agradecimientos

Quiero agradecer a todos y todas quienes hicieron de estos años, algo más nutritivo que simplemente aprender de matemáticas y física.

En primer lugar a mi familia, por el cariño incondicional, el apoyo en momentos necesarios, el incombustible sentido del humor, los regalones, los cuidados, etc. Evidentemente, ustedes son los primeros.

A mis amigos de Constitución, los primeros amigos, los de la vida. Porque muchas veces pasamos meses sin contacto, pero aun así siempre volvemos a encontrarnos. Con ustedes el ánimo simplemente no decae.

Al tremendo universo de gente que conocí en esta etapa de universidad. A todos a quienes alguna vez he considerado como amigos, no importa si hoy estamos o no distanciados. Estuvieron ahí en el momento preciso y por eso les agradezco a todos y cada uno de ustedes. Mención honrosa a Gina, por ayudarme con la redacción final de este documento. Muchas gracias

Gracias a las ratas eléctricas: Hao, Súper, Nacho, Chichard, Rana y Aníbal. Compañeros de mil batallas, sé que a veces fui la rata más grande con ustedes, pero siempre fue con la mejor de las intenciones. Espero mantener los eventos mensuales.

Gracias a la profesora Claudia y al profesor Eduardo por su compromiso y dedicación, sin los cuales este trabajo quizás no hubiera visto la luz. Al profesor Rodrigo, por sus observaciones y comentarios en las distintas presentaciones y entregas relacionadas al desarrollo del presente trabajo de título. Pero más importante que eso, les agradezco por la paciencia y el sentido del humor, que hicieron de estos meses de trabajo un periodo sumamente agradable.

Tabla de contenido

Capítulo 1 Introducción	1
1.1 Motivación.....	1
1.2 Objetivos.....	2
1.2.1 Objetivo general.....	2
1.2.2 Objetivos específicos	2
1.3 Alcances	2
1.4 Estructura	3
Capítulo 2 Marco teórico	4
2.1 Control de frecuencia en sistemas de potencia	4
2.1.1 Respuesta inercial	4
2.1.2 Control primario de frecuencia	6
2.1.3 Control secundario de frecuencia	7
2.1.4 Esquemas de desconexión automática de carga	7
2.2 Efectos de las tecnologías de generación variable sobre el control de frecuencia de los SEP.....	8
2.2.1 Efectos en la respuesta inercial	8
2.2.2 Efectos en la respuesta primaria y secundaria de frecuencia	9
Capítulo 3 Técnicas para mitigar efectos negativos de las TGV en la respuesta inercial	11
3.1 Propuestas de tipo tecnológico	11
3.2 Cambios en la operación de los SEP	12
3.2.1 Despacho económico restringido por la tasa de toma de carga del control... ..	12
3.2.2 Despacho económico con restricciones basadas en frecuencia	15
3.2.3 Despacho económico restringido en frecuencia.....	17
3.2.4 Predespacho con restricciones de seguridad.....	21
Capítulo 4 Propuesta metodológica	23
4.1 Revisión bibliográfica	23
4.2 Definición de caso de estudio	24
4.1 Caracterización de máxima desviación de frecuencia (Δf)	24
4.2 Restricción sobre respuesta inercial	25
4.3 Escenarios	26
4.4 Selección de período de estudio	27
4.5 Formulación de Unit Commitment.....	27
4.6 Simulación de predespachos	27
4.7 Simulaciones dinámicas.....	27
Capítulo 5 Unit Commitment restringido por respuesta inercial de frecuencia	29
5.1 Formulación base	29
5.1.1 Variables de decisión.....	29
5.1.2 Parámetros	29

5.1.3 Función objetivo.....	30
5.1.4 Restricciones.	30
5.2 Restricción sobre respuesta inercial	31
5.3 Implementación	32
Capítulo 6 Caso de estudio	33
6.1 Escenario.....	33
6.1.1 Cambios en parque generador	33
6.1.2 Proyección de costos de variables de operación	35
6.1.3 Parámetros técnicos	35
6.2 Caracterización de máxima desviación de frecuencia	35
6.3 Selección de período para estudio	37
Capítulo 7 Resultados y análisis	39
7.1 Programa de operación.....	39
7.2 Efectos sobre el sistema eléctrico.	40
7.2.1 Efectos en la operación de centrales convencionales	40
7.2.2 Efectos en la operación de centrales en base a TGV	42
7.2.3 Desempeño dinámico de la respuesta en frecuencia.....	44
Capítulo 8 Conclusiones	48
8.1 Conclusiones generales	48
8.2 Trabajo a futuro	49
Capítulo 9 Bibliografía	51
Capítulo 10 Anexos.....	57
10.1 Proyectos de generación ERNC.	57
10.2 Programa de operación, UC convencional	59
10.3 Programa de operación, IRC-UC	62

Índice de figuras

Figura 2-1 Etapas de la respuesta en frecuencia [11].	4
Figura 3-1 Modelo de regulador usado en [5].	12
Figura 3-2 Aproximación de máxima tasa de toma de carga de la unidad i [5].	13
Figura 3-3 Comparación de respuesta dinámica de frecuencia tras pérdida de 1362MW en generación, para distintos niveles de restricciones [5].	15
Figura 3-4 Región factible para caso de estudio usado en [6].	16
Figura 3-5 Numero de contingencias simples con para las cuales se rompen las restricciones basadas en frecuencia, para un día de prueba de mayo de 2004 [6].	17
Figura 3-6 Respuesta dinámica simulada para salida del 5.6% de generación. En línea punteada, la respuesta obtenida con el OPF tradicional, en línea continua la obtenida con FC-OPF [7].	20
Figura 3-7 Modelo de orden general de la frecuencia del sistema [39].	21
Figura 4-1 Diagrama de bloques: metodología propuesta.	23
Figura 6-1 Composición parque generador del SING al 2014	33
Figura 6-2 Composición parque generador del SING proyectado al 2017	34
Figura 6-3 Caracterización Δf .	36
Figura 6-4 Caracterización cota superior Δf .	37
Figura 6-5 Demanda, pronóstico TGV y demanda neta del período de estudio.	38
Figura 7-1 Principales cambios en generación entre UC convencional y IRC-UC.	41
Figura 7-2 Estado de restricción R.RI para unidades más grandes en operación, según IRC-UC.	41
Figura 7-3 Disponibilidad de fuente de energía variable.	42
Figura 7-4 Demanda neta esperada según predespacho convencional.	44
Figura 7-5 Respuesta en frecuencia tras C1.	45
Figura 7-6 Cociente $P_{jt}/H_{gentyt} + \epsilon$ para unidades más grandes en operación, según UC convencional.	46
Figura 7-7 Respuesta en frecuencia tras salida de operación de U16 al segundo 5 de simulación.	47

Índice de tablas

Tabla 3-1 Nadir de frecuencia alcanzado tras un aumento repentino de 10% en la demanda. f_1 y f_2 corresponden al caso sin incluir las restricciones de seguridad y el caso en que si se incluyen, respectivamente [39].	22
Tabla 6-1 Capacidad instalada asociada a cada zona en escenario de estudio. ...	34
Tabla 6-2 Proyectos de generación convencional 2015-2017.	34
Tabla 6-3 Costos variables unidades térmicas.	35
Tabla 7-1 Costo de operación esperados.....	39
Tabla 7-2 Distribución de generación de energía entre tecnologías.	40
Tabla 7-3 Despacho unidades convencionales en horas de vertimiento.	43
Tabla 7-4 Demanda eléctrica y disponibilidad de generación TGV en horas de vertimiento.	43
Tabla 7-5 Medidas de respuesta en frecuencia para contingencia C1.	45
Tabla 7-6 Medidas de respuesta en frecuencia para contingencia C2.	47
Tabla 10-1 Proyectos de generación ERNC.....	58
Tabla 10-2 Predespacho UC convencional, horas 1-8.	59
Tabla 10-3 Predespacho UC convencional, horas 9-16.	60
Tabla 10-4 Predespacho UC convencional, horas 17-24.	61
Tabla 10-5 Predespacho IRC-UC, horas 1-8.....	62
Tabla 10-6 Predespacho IRC-UC, horas 9-16.....	63
Tabla 10-7 Predespacho IRC-UC, horas 17-24.....	64

Capítulo 1

Introducción

1.1 Motivación

Durante los últimos años, diversos factores han motivado un aumento generalizado de los niveles de integración de energías renovables no convencionales (ERNC) en los sistemas eléctricos de potencia (SEP) a nivel mundial, siendo las centrales eólicas y solares fotovoltaicas las que lideran esta renovación tecnológica. Dentro de las centrales eólicas, las más utilizadas en la actualidad se conectan mediante convertidores, los cuales desacoplan la velocidad rotacional de la turbina de la frecuencia de la red. Este desacople provoca que estos generadores no aporten con respuesta inercial al sistema. Por su parte, las centrales solares fotovoltaicas no cuentan con inercia alguna [1] [2] [3].

Debido a sus bajos costos de operación, las centrales basadas en tecnologías de generación variable (TGV) generalmente desplazan en el despacho económico a unidades de tecnologías convencionales, reduciendo los costos totales de operación del sistema [4] [5]. Sin embargo, este aumento en generación con TGV se traduce también en una reducción en la inercia total del sistema, así como también en el número de unidades que aportan al control primario, lo cual repercute directamente en la respuesta en frecuencia del sistema durante contingencias [1] [2].

Tradicionalmente los SEP han contado con inercia suficiente de forma tal de garantizar una adecuada respuesta inercial en la mayoría de las contingencias simples. Sin embargo, en sistemas con alta penetración de TGV, esta situación cambia debido a la reducción de la inercia del sistema, lo que puede generar problemas en la estabilidad de frecuencia del mismo.

Para afrontar el empeoramiento de la respuesta inercial y primaria de los SEP, se han desarrollado diversas formulaciones del problema de despacho económico [5] [6] [7]. En ellos se incorporan distintas restricciones que permiten distribuir adecuadamente la generación entre las distintas unidades generadoras, de modo de limitar las excursiones de frecuencia frente a una contingencia. Sin embargo, si no se incorporan consideraciones adicionales en las políticas de predespacho, el sistema podría no contar con suficientes unidades en el programa de operación para satisfacer las restricciones mencionadas. Producto de lo anterior surge la necesidad de reformular el problema de predespacho económico (UCP), incorporando restricciones que consideren el efecto de la inercia del sistema sobre la respuesta en frecuencia de éste, de modo de obtener un programa de operación seguro desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo es determinar requerimientos de respuesta inercial en los SEP y comprender los efectos sobre la operación económica y la seguridad del sistema, que genera incorporar dichos requerimientos en la formulación del UCP, en escenarios de altos niveles de penetración de TGV.

1.2.2 Objetivos específicos

Con el fin de lograr el objetivo general de este trabajo, se plantean los siguientes objetivos específicos:

- Distinguir entre las distintas etapas de la respuesta en frecuencia de los sistemas eléctricos, y entender los distintos factores que afectan en cada una de ellas.
- Comprender los efectos que tiene la incorporación de altos niveles de TGV sobre la respuesta en frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia, con especial énfasis en la respuesta inercial y primaria.
- Estudiar técnicas que se han desarrollado a nivel mundial para mitigar y mejorar el desempeño del control de frecuencia en los sistemas eléctricos con altos niveles de TGV.
- Proponer una formulación del UCP que incluya restricciones sobre la etapa de respuesta inercial de frecuencia del sistema frente a contingencias.
- Determinar una cota para la desviación máxima de frecuencia del SEP en estudio frente a desbalances carga/generación, como función de la magnitud del desbalance y la inercia del sistema posterior a la contingencia.
- Implementar la formulación propuesta del UCP.
- Evaluar los costos adicionales de incorporar restricciones sobre la respuesta inercial en la formulación del UCP para el caso de estudio.
- Analizar cambios generados en los programas de operación, así como también efectos sobre la seguridad del sistema, desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia.

1.3 Alcances

El modelo de UCP propuesto está diseñado para resolver el problema de predespacho de un sistema uninodal compuesto por unidades térmicas y ERNC, quedando fuera del alcance de este trabajo la modelación de un sistema hidro-térmico. Por otra parte, la propuesta no considera la incertidumbre asociada a la demanda eléctrica ni a la disponibilidad de recurso energético para generación TGV. Por lo tanto, se trata de una formulación determinística.

Por último, para efectos del presente trabajo se considera que las unidades en base a TGV no contribuyen a la respuesta en frecuencia del sistema.

1.4 Estructura

Este documento está estructurado en capítulos. En el Capítulo 2 se presenta un marco teórico con los conceptos necesarios para entender el trabajo desarrollado. En la sección 2.1 se explican las distintas etapas y acciones correctivas involucradas en el control de frecuencia de los sistemas eléctricos de potencia, y posteriormente, en la sección 2.2, se explica los impactos que genera una alta penetración de generación TGV en el desempeño de cada una de dichas etapas, con especial énfasis en la respuesta inercial de frecuencia y los segundos iniciales del control primario de frecuencia. En el Capítulo 3 se discute sobre el estado del arte en técnicas para mitigar los impactos descritos en el Capítulo 2. En el Capítulo 4 se desarrolla la propuesta metodológica para cumplir los objetivos planteados en la sección 1.2 del presente capítulo. En el Capítulo 5 se presenta una formulación estándar de Unit Commitment (UC) y el modelo de Inertial Response Constrained- UC propuesto (IRC-UC). En el Capítulo 6 se define el caso de estudio sobre el cual evaluar la metodología desarrollada. En el Capítulo 7 se presentan y discuten los resultados del estudio. Finalmente en el Capítulo 8 se presentan las principales conclusiones del estudio realizado y las proyecciones de éste.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1 Control de frecuencia en sistemas de potencia

La estabilidad de frecuencia se refiere a la habilidad de un SEP de retornar a una frecuencia estable tras una perturbación, resultante de un desbalance entre carga y generación. Ésta depende directamente de la capacidad del sistema de mantener/restaurar dicho balance [8].

La respuesta en frecuencia del sistema se puede dividir en tres etapas: respuesta inercial de frecuencia, respuesta primaria y respuesta secundaria [9]. La siguiente figura muestra las escalas de tiempo involucradas una vez ocurrida una pérdida de generación [10].

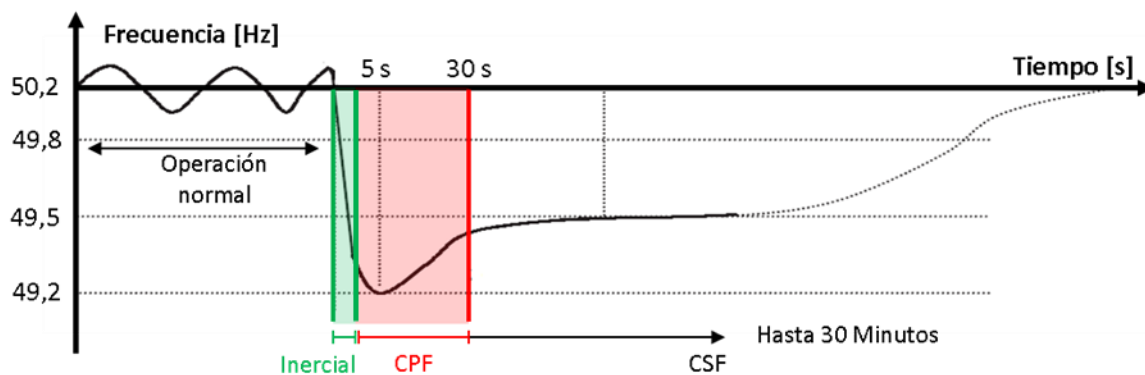


Figura 2-1 Etapas de la respuesta en frecuencia [11].

En la figura anterior CPF corresponde a control primario de frecuencia, mientras que CSF al control secundario.

2.1.1 Respuesta inercial

La respuesta inercial de un sistema se relaciona con la potencia suministrada por éste en respuesta a cualquier cambio en la frecuencia, debido a las masas rotantes de las máquinas sincrónicas conectadas al sistema, incluyendo tanto cargas como generadores [9]. Al producirse una variación en la frecuencia del sistema, las máquinas sincrónicas conectadas a éste inyectan (absorben) energía cinética hacia (desde) la red, para contrarrestar el desbalance carga/generación [1] [12].

La ecuación que representa las leyes que rigen el movimiento de las masas rotantes en el generador es la denominada ecuación del swing [13]:

$$2H \cdot \frac{d\Delta\omega_r}{dt} = T_m - T_e \quad (2.1)$$

Donde H es la constante de inercia del generador en segundos, que representa al conjunto generador-turbina; T_m y T_e torque mecánico y torque eléctrico en por unidad (p.u.); y $\Delta\omega_r$ es la desviación de la velocidad del rotor en p.u.

En un sistema interconectado las variaciones de frecuencia que se producen en un punto se transmiten rápidamente a través de la red, por lo que la frecuencia en cada punto de la red es prácticamente la misma a cada instante [2]. Esto permite estudiar la dinámica de la frecuencia del sistema en conjunto, donde el conjunto de máquinas en sincronismo se trabajan como una máquina equivalente en un modelo uninodal.

La constante de inercia H del sistema se determina a partir de las constantes de inercia de todas las máquinas en sincronismo conectadas al sistema, siguiendo la siguiente ecuación:

$$H_{sist}(\mathbf{y}) = \frac{\sum y_i \cdot H_i \cdot S_i}{\sum S_i} \quad (2.2)$$

Donde,

H_{sist} : es la constante de inercia del sistema [s].

\mathbf{y} : es el vector cuyas componentes y_i son 1 si la máquina i está en operación y 0 si no.

H_i : es la constante de inercia de la máquina i [s] en base propia.

S_i : es la capacidad nominal del generador i .

En los instantes iniciales, tras producirse un desbalance de potencia, la tasa de cambio de la frecuencia (del inglés, ROCOF) está determinada principalmente por la magnitud del desbalance y la inercia total del sistema [1] [13]. La ecuación que describe la relación entre el ROCOF y la constante de inercia del sistema se deriva a partir de la ecuación (2.1). Escribiendo (2.1) en términos de potencia en lugar de torque, se obtiene:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_e}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \quad (2.3)$$

Dentro de la carga, existe una parte que presenta variaciones en el consumo frente a cambios en la frecuencia. La siguiente expresión permite diferenciar esta parte de los consumos, de aquellas que son insensibles a la frecuencia de la red:

$$\Delta P_e = \Delta P_L + D\Delta\omega_r \quad (2.4)$$

Donde D es la sensibilidad carga-frecuencia, ΔP_L es la variación en la carga que no es sensible a la frecuencia y $D\Delta\omega_r$ es la variación de la carga sensible a la frecuencia. Usando (2.4) en (2.3), el ROCOF viene dado por:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = \frac{\Delta P_m - \Delta P_L - D\Delta\omega_r}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \quad (2.5)$$

Al producirse una contingencia resultante en un desbalance de potencia de magnitud ΔP en p.u, el ROCOF en p.u. inmediatamente tras la falla es el mostrado a continuación:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = -\frac{\Delta P + D\Delta\omega_r}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \quad (2.6)$$

Asumiendo un amortiguamiento D nulo, se obtiene la siguiente ecuación simplificada:

$$\frac{d\Delta\omega}{dt} = -\frac{\Delta P}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \quad (2.7)$$

Lo cual en magnitudes físicas viene dado por:

$$\frac{df}{dt} = -\frac{\Delta P}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \cdot f_0 \quad (2.8)$$

Donde f_0 es la frecuencia al momento de producirse la perturbación (en Hz); y $\frac{df}{dt}$ es el ROCOF durante los instantes iniciales (en Hz/sec).

De la ecuación (2.8) se desprende que para igual desbalance de potencia, mientras menor sea la inercia del sistema, mayor será la tasa de caída de frecuencia en los instantes iniciales tras una contingencia [3] [14]. De igual modo, para una constante de inercia del sistema dada, una contingencia mayor resultará en un mayor ROCOF.

2.1.2 Control primario de frecuencia

El control primario de frecuencia involucra la acción automática y rápida (del orden de los segundos) de un generador, en respuesta a cambios en la frecuencia de la red. Los generadores que participan en el control primario de frecuencia deben estar conectados

y despachados en un punto de operación menor a su máxima capacidad, de modo que sean capaces de incrementar su generación inmediatamente después de ocurrida una contingencia [4]. El propósito del control primario es limitar la desviación de la frecuencia tras una contingencia [15], recuperando el balance entre carga y generación del sistema, ubicándolo en un nuevo punto de operación.

La respuesta primaria de frecuencia se realiza mediante los reguladores de velocidad en máquinas sincrónicas y mediante la sensibilidad carga-frecuencia que pueda tener parte de la demanda [4].

Un regulador de velocidad es un control local que actúa sobre cada generador. Este control mide constantemente la frecuencia del sistema y actúa sobre las válvulas que regulan el flujo (de agua, vapor o gas) que acciona la turbina del generador. La ganancia del lazo de control se conoce como la característica *drop* del regulador, y especifica la fracción de capacidad que el control entrega en estado estacionario para una desviación de frecuencia dada. Los reguladores también tienen una banda muerta de frecuencia programable, dentro de la cual no ejecuta acción alguna [5].

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) recomienda usar bandas muertas no mayores ± 36 mHz [16]. En el caso chileno, tanto en el SING como en el SIC, la dirección de operaciones del CDEC respectivo requiere una banda muerta de ± 25 mHz en las unidades que aportan con respuesta primaria [17] [18].

2.1.3 Control secundario de frecuencia

El objetivo principal del control secundario de frecuencia es retornar la frecuencia del sistema a su valor nominal, después de la acción del CPF. Un objetivo adicional del control secundario de frecuencia es mantener los intercambios de potencia entre áreas interconectadas del sistema eléctrico en sus valores programados [19]. Dentro de las reservas consideradas como reserva secundaria se encuentran centrales que pueden variar su generación de forma más lenta que las comprometidas en el control primario y la potencia de centrales que puedan entrar en sincronismo y entregar su potencia típicamente dentro de 10 a 15 minutos.

Una vez estabilizada la frecuencia del sistema tras una contingencia (por la acción del control primario), el control secundario permite restablecer la frecuencia en su valor nominal. A medida que el control secundario utiliza las reservas dispuestas para ello, se van liberando las reservas primarias que habían sido utilizadas para detener la caída de frecuencia.

2.1.4 Esquemas de desconexión automática de carga

Cuando la respuesta inercial y la acción del control primario son incapaces de detener la caída de la frecuencia del sistema más allá de cierto límite, se activa automáticamente un tipo de medida correctiva extrema para restablecer el balance entre carga y generación, conocida como esquema de desconexión automática de carga (EDAC). Esta medida desconecta grupos predefinidos de consumos, cuando la frecuencia baja de determinados valores.

El propósito de la activación de los esquemas de desconexión automática de carga es ayudar a restablecer el balance entre carga y generación, antes de que la caída de frecuencia sea tal, que se activen las protecciones de los generadores, ya que si pasa esto, el desbalance sería aún peor [4]. En Chile, los EDAC comienzan a actuar a los 49 Hz con escalones de 0.1 Hz.

2.2 Efectos de las tecnologías de generación variable sobre el control de frecuencia de los SEP

Una alta penetración de TGV, como lo son la solar fotovoltaica y la eólica, tiene efectos directos sobre el control y la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia, especialmente desde el punto de vista de la frecuencia. Las principales razones que explican esta situación dicen relación con los principios operacionales de este tipo de tecnologías, los cuales son esencialmente distintos a los de los generadores sincrónicos convencionales [20]. Dentro de estas características se encuentran:

- La generación en base a fuentes variables como la eólica y la solar, generalmente operan maximizando su aporte de potencia al sistema, con lo cual no se mantienen reservas de potencia para el control de frecuencia [1] [5] [20].
- A diferencia de los generadores sincrónicos convencionales, la contribución de las TGV a la inercia total del sistema es muy baja o incluso nula [1] [5] [9] [12] [20].
- La variabilidad inherente e incertidumbre de las TGV aumenta los requerimientos de reserva de los SEP.

El efecto de estos y otros factores se pueden observar en las distintas etapas del control de frecuencia del sistema, reduciendo la capacidad de éste para lidiar con desviaciones de frecuencia, especialmente durante períodos de baja demanda y alta inyección de TGV.

2.2.1 Efectos en la respuesta inercial

La inercia total del sistema depende principalmente de dos factores: el número de generadores síncronos en operación y la inercia que aporta cada uno de ellos. Éstos pueden aportar con inercia al sistema, debido al fuerte acoplamiento entre su velocidad rotacional y la frecuencia del sistema [1]. La generación solar fotovoltaica no se basa en el movimiento de un rotor para la generación de energía eléctrica, por lo cual no cuenta con una inercia asociada. Por su parte, los generadores eólicos modernos se conectan a los sistemas mediante una etapa convertora, la cual desacopla eléctricamente el movimiento del rotor del generador de la frecuencia de la red. Este desacople provoca que este tipo de tecnologías no contribuya a la inercial total del sistema [1] [2] [3].

De esta forma, el reemplazo de un gran número de centrales convencionales por TGV reducirá la inercia total del sistema [1] [21] [22]. Como se mencionó en el punto 2.1.1 esta situación puede llevar a un mayor ROCOF inicial frente a un desbalance de potencia [1] y, por ende, a problemas con la estabilidad de frecuencia del sistema. Esto puede resultar especialmente crítico en casos de sistemas de potencia aislados, debido

a su ya pequeña inercia [23] [24], y reducida capacidad para regulación de frecuencia [25], siendo ambos factores clave que determinan la habilidad de sistema para recuperarse de una pérdida de generación.

2.2.2 Efectos en la respuesta primaria y secundaria de frecuencia

Una mayor participación de generación renovable desplaza en el despacho a parte de la generación que inicialmente aportaba con reserva primaria [4] [5]. Debido a su falta de inercia y no participación en la regulación de frecuencia, el reemplazo de generación convencional con TGV afecta fuertemente la respuesta de frecuencia [1] [2]. No solo la magnitud del ROCOF en los instantes iniciales se ve incrementada, sino que también la frecuencia mínima (máxima) cambia, debido a que un ROCOF de mayor magnitud corresponde a una condición inicial más adversa para los reguladores de velocidad.

Por otro lado, un menor número de unidades aportando al control primario implica que el sistema tiene menor capacidad para cubrir rápidamente los desbalances producidos entre carga y generación. Lo anterior se traduce en una menor (mayor) frecuencia mínima (máxima) frente a eventos comparables [1].

Respecto a la variabilidad inherente del recurso energético, dependiendo de la escala temporal, se pueden esperar diferentes impactos en los requerimientos de reserva operacionales [26]. Como regla general es ampliamente aceptado que la necesidad de reserva primaria no se ve afectada por el incremento de generación eólica [15] [27]. Esto es porque las centrales eólicas que podrían desconectarse instantáneamente generalmente son menores (en términos de generación) que la mayor contingencia simple, asumiendo que estos tienen capacidad de operar aún en condiciones de baja tensión [27]. Además, debido a la variación espacial del viento entre las distintas turbinas de un parque eólico, la desconexión simultánea de todas las turbinas del parque debido a la disminución de la velocidad del viento es un evento altamente improbable [28]. Lo anterior es también aplicado a la generación solar fotovoltaica.

La variabilidad de la generación con estos recursos puede reducirse debido al *smoothing effect* [26] [28] [29]. Este efecto se vuelve más fuerte a medida que más centrales de este tipo se conectan a la red y mayor su distribución geográfica [29] [30] [31]. Sin embargo, en cierto punto este efecto se satura, en cuyo caso agregar más centrales o sitios de TGV no reduce la variabilidad [26] [29] [30].

La variabilidad de la generación eólica en la escala de tiempo de las reservas primarias es bastante suavizada. En consecuencia, la variabilidad del recurso eólico no genera un impacto real en la determinación de la reserva primaria. De hecho, varios estudios y experiencias prácticas han mostrado que los impactos de la variabilidad del viento en las reservas operacionales se observan principalmente en un rango entre 10 y 15 minutos, teniendo un gran impacto sobre las reservas secundarias del sistema [27] [29] [30].

En el caso de la generación solar fotovoltaica, al estar compuesta por sub-unidades, donde la falla simultánea de ellas es un evento altamente improbable, tampoco suele tener un impacto en la determinación de las necesidades de reserva primaria para

contingencias [32] . Mediciones con resolución de 10 minutos a lo largo de un año realizadas en [33] constatan una muy baja variabilidad del recurso solar en la zona norte de Chile, manteniendo un perfil diario estable a lo largo del año.

Capítulo 3

Técnicas para mitigar efectos negativos de las TGV en la respuesta inercial

El presente trabajo se centra en los efectos de las TGV en la respuesta en frecuencia de los SEP frente a contingencias. En específico, resulta de interés el impacto sobre el ROCOF en los instantes iniciales tras la contingencia y sobre el nadir que alcanza la frecuencia del sistema, por lo tanto, en la respuesta inercial y los primeros segundos de acción del CPF de los SEP.

En general se pueden distinguir dos tipos de enfoques mediante los cuales se ha intentado mitigar los efectos de las TGV en la respuesta de frecuencia. Un primer grupo de soluciones consiste en propuestas de desarrollo tecnológico, relacionados con cambios en la operación y estrategias de control de las TGV. El segundo grupo se basa en propuestas de cambios en la operación (o planificación de la operación) de los SEP en conjunto. Este trabajo se centra en este segundo tipo de soluciones.

3.1 Propuestas de tipo tecnológico

Una manera de reducir el impacto de las TGV en la respuesta en frecuencia de los SEP es desarrollar esquemas de control que permitan a este tipo de tecnologías aportar con reserva a las distintas etapas del control de frecuencia [1].

De este modo, se habla de *respuesta inercial virtual* (VIR por su sigla en inglés) para referirse al aporte que pueden hacer los generadores eólicos con convertidor, al control de frecuencia en las escalas de tiempo de la respuesta inercial tradicional [34]. En [20] se introduce el término de *respuesta rápida de frecuencia* (FFR por su sigla en inglés) para referirse al aporte que puede hacer la generación fotovoltaica (y cualquier otro tipo de tecnología de generación con convertidor) en la misma escala temporal. Los esquemas de control que permiten a la generación eólica aportar a la respuesta inercial y primaria encontrados en las publicaciones varían de acuerdo a la tecnología del generador propiamente tal [35], y en general involucran la operación fuera del punto óptimo de operación [12] [35] [36].

En el caso de la generación solar fotovoltaica, en la literatura se encuentran esquemas de control basados en la operación fuera del punto de máxima eficiencia [10] [20], lo cual permite aportar a la FFR y a la respuesta primaria de frecuencia del sistema. También se encuentran propuestas de control mediante el uso de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS por su sigla en inglés) y un sistema inversor para sintetizar un emulador de inercia virtual (VIE), de modo de aportar a la respuesta inercial sin la necesidad de operar en un punto distinto al de máxima eficiencia de los paneles [37].

3.2 Cambios en la operación de los SEP

Este tipo de técnicas se basa en modificar la operación de los SEP para hacerse cargo del empeoramiento de la respuesta en frecuencia (principalmente en las etapas de respuesta inercial y control primario) como consecuencia de una mayor integración de TGV. Por ejemplo, se puede considerar la incorporación de restricciones adicionales en las distintas etapas del problema de operación económica, que reflejen de alguna manera el impacto de las TGV en la estabilidad del SEP.

A continuación, se analizan algunas de las publicaciones en esta área.

3.2.1 Despacho económico restringido por la tasa de toma de carga del control.

En [5] se aborda el problema desde el punto de vista de la rapidez con que puede responder el control primario en su conjunto. Se toma una estimación conservadora de la tasa a la que actúa el control primario, de modo de aproximar su toma de carga como una función lineal. Esto queda representado en la Figura 3-1.

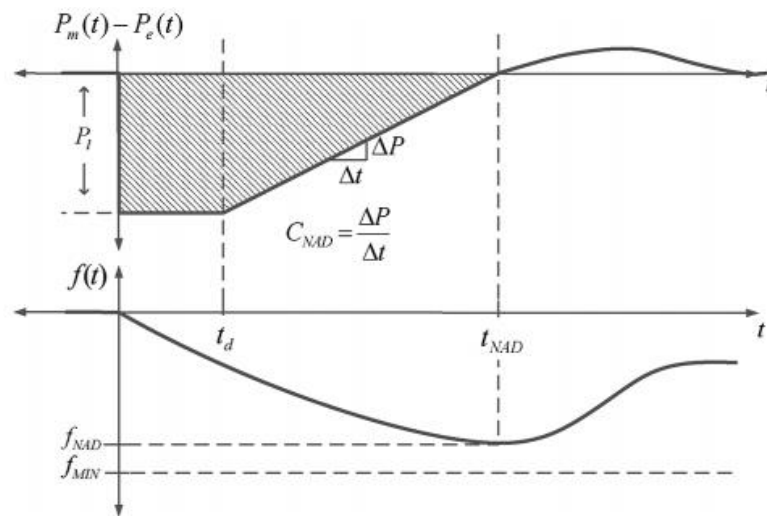


Figura 3-1 Modelo de regulador usado en [5].

En la figura, t_d representa el tiempo en que comienzan a actuar los reguladores, correspondiente al tiempo en que se pasa la banda muerta f_{db} ; t_{NAD} es el tiempo en que se alcanza el nadir, P_l es el tamaño de la contingencia y C_{NAD} la tasa con que actúa el control primario del sistema en conjunto.

En este trabajo se utiliza la expresión (3.1) para expresar la dinámica de la frecuencia del sistema.

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{1}{M_H} \cdot (P_m(t) - P_e(t)) \quad (3.1)$$

Donde M_H es la inercia del sistema. Integrando entre $t = 0$ y $t = t_{nad}$, se obtiene (3.2):

$$f_{NAD} - f_0 = \frac{1}{M_H} \int_0^{t_{NAD}} (P_m(t) - P_e(t)) dt \quad (3.2)$$

Usando el modelo de control primario mostrado en la Figura 3-1, la integral del lado derecho de la ecuación (3.2) se escribe como sigue.

$$f_{NAD} - f_0 = \frac{1}{M_H} \left(P_l \cdot t_{db} + \frac{P_l^2}{2C_{NAD}} \right) \quad (3.3)$$

Mediante un desarrollo algebraico se puede se llega a la siguiente expresión para la tasa de toma de carga del control primario en conjunto.

$$C_{NAD} = \frac{\frac{1}{2} P_l^2}{M_H(f_0 - f_{NAD} - f_{db})} \quad (3.4)$$

Con lo anterior, la mínima tasa de modo de asegurar que el nadir esté por sobre un límite f_{MIN} , está dada por (3.5).

$$C_{MIN} = \frac{\frac{1}{2} P_l^2}{M_H(f_0 - f_{MIN} - f_{db})} \quad (3.5)$$

De modo similar a como se hizo con la tasa de toma de carga del control primario del sistema en su conjunto, se hace para estimar la máxima tasa a la que puede actuar el regulador de cada unidad individualmente, como lo ilustra la siguiente figura.

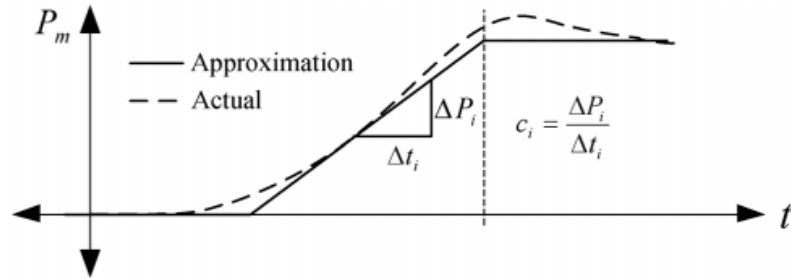


Figura 3-2 Aproximación de máxima tasa de toma de carga de la unidad i [5].

Donde c_i representa la máxima tasa de toma de carga que puede alcanzar el regulador de la unidad i .

Con esto, las restricciones que permiten garantizar el correcto funcionamiento del control primario en el transitorio están dadas por (3.6) y (3.7).

$$\sum_{i \in I, i \neq l} R_i \geq P_l \quad (3.6)$$

$$R_i \leq 2c_i \frac{M_H(f_0 - f_{MIN} - f_{db})}{P_l} \quad \forall i \in I, i \neq l \quad (3.7)$$

Donde R_i es la reserva destinada por la unidad i para control primario. En efecto, reemplazando (3.5) en (3.7):

$$R_i \leq c_i \cdot \frac{P_l}{C_{MIN}} = c_i(t_{NAD} - t_d) = P_i^{NAD} \quad \forall i \in I, i \neq l \quad (3.8)$$

Donde P_i^{NAD} es la aproximación “optimista” de la potencia entregada por la unidad i en el tiempo t_{NAD} . La cantidad de reserva R_i que puede aportar cada máquina está limitada por el punto de operación de ésta según $R_i \leq \bar{P}_l - P_l$, mientras que P_i^{NAD} puede ser mayor o menor que dicha cota. Si es menor, entonces (3.8) limita el monto de reserva a ser menor a P_i^{NAD} , por lo tanto puede ser entregado en un tiempo menor o igual a t_{NAD} ; mientras que si es mayor, entonces en particular R_i es menor que P_i^{NAD} , por lo que la reserva también puede ser entregada en un tiempo menor o igual a t_{NAD} .

Luego, (3.6) y (3.7) garantizan tanto que el monto de reserva sea suficiente para cubrir la contingencia más grave, como también que el sistema tenga capacidad de entregar a tiempo dicha reserva.

Todos los elementos utilizados en esta formulación son variables o parámetros que manejan los operadores de sistema, excepto por c_i y M_H . Las tasas c_i pueden ser obtenidas mediante pruebas de estrés, mientras que la inercia del sistema puede ser estimada en base a datos empíricos [38] o estimaciones en línea [9].

En el caso de estudio utilizado se comprueba que la formulación propuesta mejora la capacidad del sistema para recuperarse de la salida de la unidad más grande, en comparación con el despacho económico convencional. La Figura 3-3 muestra el comportamiento dinámico de la frecuencia obtenido en la simulación realizada, tras la pérdida de la unidad generadora más grande.

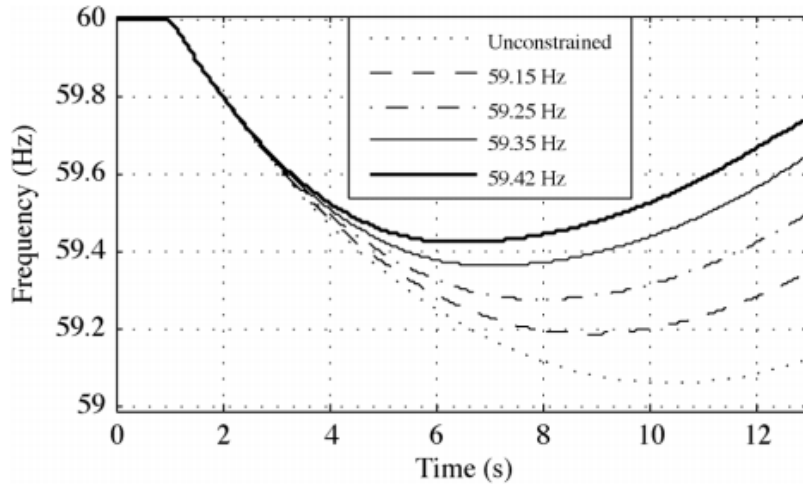


Figura 3-3 Comparación de respuesta dinámica de frecuencia tras pérdida de 1362MW en generación, para distintos niveles de restricciones [5].

La formulación de las restricciones supone que para contingencias menos severas que la salida del generador más grande, el sistema respondería adecuadamente. Sin embargo, la tasa a la que toman carga los reguladores en estos casos podría ser menor que la definida como c_i . Con esto, las condiciones desarrolladas para garantizar la suficiencia del control primario para la contingencia más grave, podría no garantizarla para alguna contingencia de menor magnitud.

3.2.2 Despacho económico con restricciones basadas en frecuencia

En [6] se incorporan al despacho económico de carga restricciones sobre el ROCOF y sobre el nadir, planteadas en términos de la energía cinética que aporta cada generador a la red al estar en operación.

El ROCOF en los instantes iniciales tras una contingencia viene dado por la siguiente expresión:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2H_{sist} \cdot S_b} \quad (3.9)$$

Donde H_{sist} es la constante de inercia del sistema, f_0 es la frecuencia previa a la contingencia (nominal), ΔP es el tamaño del desbalance y S_b es la base en MVA del sistema. La ecuación (3.9) puede expresarse en términos de energía cinética como sigue:

$$\frac{df}{dt} = \frac{f_0 \cdot \Delta P}{2KE_{sist}} \quad (3.10)$$

Donde KE_{sist} es el total de energía cinética almacenada en el sistema. Sólo la energía cinética suministrada por las unidades generadoras es considerada despachable, por lo que debe apartarse de la energía total del sistema en la restricción. Con lo anterior, la restricción para el ROCOF queda expresada de la siguiente forma:

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^N KE_i \geq \frac{f_0}{ROCOF_{max}} P_k - KE_L \quad \forall k \in G \quad (3.11)$$

Donde KE_i es la energía cinética almacenada que provee el generador i , f_0 es la frecuencia nominal del sistema, $ROCOF_{max}$ es el máximo valor de ROCOF permitido, P_k es la potencia que suministra el generador k , KE_L la energía cinética provista por la carga y G el set de generadores.

Para plantear la restricción sobre el nadir de frecuencia se utiliza un modelo de caja negra que representa el transitorio del sistema eléctrico de Irlanda (caso de estudio), con el cual se simulan sobre 20.000 casos, considerando distintos niveles de carga, contingencia, reserva primaria y generación de cada unidad. Con lo anterior se construyen los límites de la región factible del problema, conservando los puntos para los cuales se activa alguna de las restricciones. La región obtenida en el caso de estudio corresponde a la mostrada en la Figura 3-4.

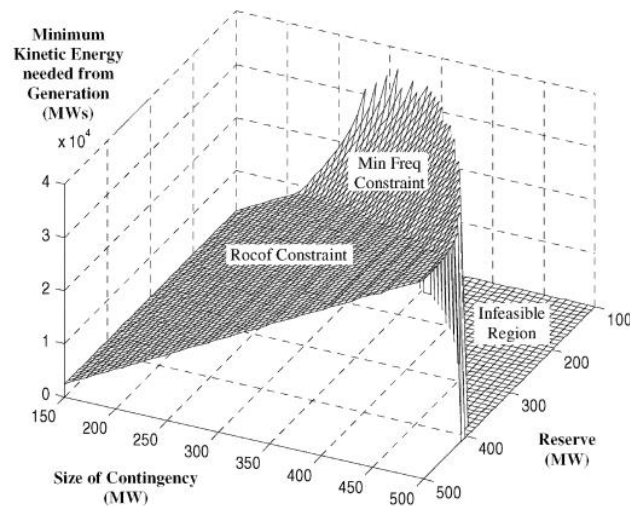


Figura 3-4 Región factible para caso de estudio usado en [6].

La restricción sobre el nadir resulta ser convexa en todos los puntos examinados, por lo que se incluye en la formulación, aproximada por un conjunto de 5 restricciones lineales. La aproximación lineal se basó en dividir el plano de tamaño de la contingencia y monto de reserva en 5 partes. El cálculo de los coeficientes fue realizado utilizando un toolbox de MATLAB que permite minimizar el error entre la aproximación lineal y el set de datos reales. Así, la restricción sobre el nadir queda expresada de la siguiente forma.

$$\sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^N KE_i \geq C_{j,1}L + C_{j,2}P_k + C_{j,3} \sum_{\substack{i=1 \\ i \neq k}}^N R_i + C_{j,4} \quad \forall k \in G, \forall j \quad (3.12)$$

Donde $C_{j,l}$ son los coeficientes de la restricción lineal j con la que se representa la restricción sobre el nadir, L es la carga del sistema y R_i es el nivel de reserva primaria del generador i .

Al comparar el desempeño del despacho propuesto con el despacho económico convencional se encuentra que el costo total del sistema aumenta sólo en un 0.3%, mientras que se observan notorias mejoras en la respuesta en frecuencia del sistema. La siguiente figura muestra el número de centrales cuya salida provocaría romper las restricciones de frecuencia, si es que no se incluyen las restricciones en la formulación.

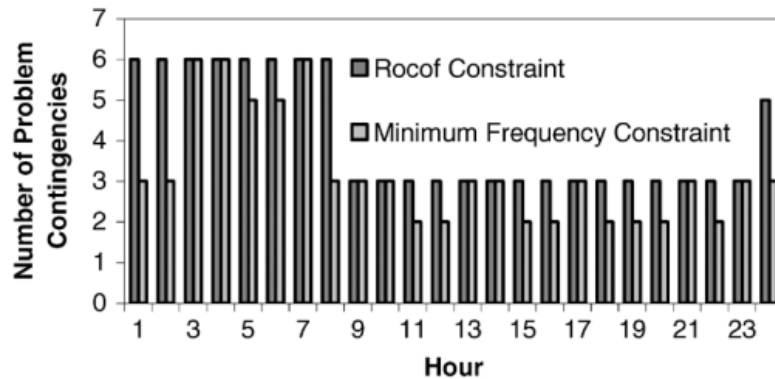


Figura 3-5 Numero de contingencias simples con para las cuales se rompen las restricciones basadas en frecuencia, para un día de prueba de mayo de 2004 [6].

La aproximación de la restricción sobre el nadir por un conjunto de restricciones lineales se sustenta en la convexidad de la región que representa este límite. Sin embargo, no se puede asegurar que cualquier sistema tenga este comportamiento, ni las condiciones bajo las cuales lo tendría, por la metodología utilizada no necesariamente se puede replicar en otros sistemas.

3.2.3 Despacho económico restringido en frecuencia

En [7] se desarrolla un modelo de despacho económico restringido en frecuencia (FC-OPF) que incluye restricciones sobre el CPF y el CSF. En lo que respecta al control primario, se toman los siguientes supuestos:

- El ROCOF entre instante en que ocurre una contingencia y el momento en que se supera la banda muerta de frecuencia de los reguladores, es constante y viene dado por la siguiente expresión:

$$S_0 = -\frac{P_{loss} \cdot f_0}{2H \cdot P_0} \quad (3.13)$$

Donde S_0 es el ROCOF en los instantes iniciales, P_{loss} es el tamaño de la contingencia, f_0 la frecuencia nominal del sistema, H la inercia total del sistema una vez ocurrida la contingencia y P_0 la base en MVA del sistema.

- Una vez superada la banda muerta de los reguladores de velocidad de los generadores, éstos actúan a su máxima tasa de toma de carga de corto plazo (STRR por sus siglas en ingles), hasta alcanzar el nadir.

Con estos supuestos, la dinámica de la frecuencia del sistema desde que comienzan a actuar los reguladores hasta alcanzar el nadir viene dada por:

$$\frac{df(t)}{dt} = \frac{f_0}{2H \cdot P_0} \cdot (rr \cdot t - P_{loss}) \quad (3.14)$$

Donde rr es la STRR total del conjunto de máquinas que aportan al control primario. La trayectoria que sigue la frecuencia en esta ventana de tiempo se obtiene integrando la ecuación (3.14), y es la siguiente:

$$f(t) = \frac{(f_0 \cdot rr)}{4H \cdot P_0} \cdot t^2 - \frac{P_{loss} \cdot f_0}{2H \cdot P_0} \cdot t + f_0 - \Delta f_{db} \quad (3.15)$$

Donde Δf_{db} es la banda muerta de los reguladores de los generadores. El nadir de frecuencia se alcanza en $t_{nad} = \frac{P_{loss}}{rr}$. Al reemplazar en (3.15), se obtiene que el nadir de frecuencia queda expresado por:

$$f_{min} = f_0 - \Delta f_{db} - \frac{f_0 \cdot P_{loss}^2}{4H \cdot P_0 \cdot rr} \quad (3.16)$$

De esta forma, el rr mínimo tal que el nadir de frecuencia esté por sobre la banda de activación de EDAC está dado por:

$$rr \geq \frac{f_0 \cdot P_{loss}^2}{4H \cdot P_0 (\Delta f_{UFLS} - \Delta f_{db})} \quad (3.17)$$

Donde Δf_{UFLS} es la variación de frecuencia para la cual se activa el primer escalón de EDAC. En base a lo anterior, el tiempo máximo en que se puede alcanzar el nadir para garantizar que éste sea mayor que la frecuencia a la que se activan esquemas de desconexión automática de carga, debe cumplir con:

$$t_{nadir} \leq \frac{4H \cdot P_0 \cdot (\Delta f_{UFLS} - \Delta f_{db})}{f_0 \cdot P_{loss}} + \frac{2H \cdot P_0 \cdot \Delta f_{db}}{f_0 \cdot P_{loss}} \quad (3.18)$$

Donde t_{nadir} es el tiempo en que se alcanza el nadir. Con esto, las restricciones (3.19) y (3.20) garantizan la suficiencia tanto de niveles de reserva como de capacidad de desplegarlas antes del límite expresado en (3.18).

$$y_i \leq rr_i \cdot t_{nadir} \quad (3.19)$$

$$\sum_i y_i \geq P_{loss} \quad (3.20)$$

Respecto al control secundario, de manera similar al caso del control primario, se incorporan restricciones que sobre la capacidad de rampa de las máquinas que participan en éste para garantizar una adecuada respuesta en frecuencia. En este caso, se busca cumplir con el criterio NERC B1, el cual señala que el error del área de control debe ser nulo dentro de los primeros 10 minutos una vez ocurrida la contingencia. Una vez que el control primario ha realizado su acción, la desviación de frecuencia en régimen permanente viene dada por (3.21). Con esto, el error del área de control en régimen permanente viene dado por (3.22). La formulación también considera la posible variación en la carga y en la generación eólica que pueda haberse producido dentro de esos 10 minutos, con lo cual el error de área total corresponde a la expresión (3.23)

$$\Delta f_{ss} = -P_{loss} \cdot \frac{f \cdot R}{P_0} \quad (3.21)$$

$$ACE_{ss} = \Delta f_{ss} \cdot \frac{1}{R} \quad (3.22)$$

$$ACE_{tot} = ACE_{ss} + \Delta w - \Delta d \quad (3.23)$$

Donde R corresponde a la característica *droop* del regulador y $(\Delta w - \Delta d)$ es la carga neta del sistema, entendida como la variación en generación eólica menos la variación en la carga dentro de los 10 minutos tras la ocurrencia de la falla.

Con lo anterior, las restricciones propuestas para garantizar la suficiencia del control secundario de frecuencia son las siguientes.

$$-ACE_{tot} \leq \sum_i r_i \quad (3.24)$$

$$r_i \leq 10 RR_i \quad (3.25)$$

Donde r_i es la reserva secundaria de la máquina i y RR_i es la tasa de toma de carga de largo plazo (LTRR por sus siglas en inglés) de la máquina i .

En la formulación además se incluyen restricciones que garanticen respetar los límites térmicos del sistema de transmisión en caso de contingencia.

Como casos de estudio se utilizan un modelo de 5 barras del sistema PJM y también el sistema de 118 barras de IEEE, obteniendo en ambos casos mejoras respecto al nadir, el tiempo en que se alcanza éste, el tiempo de estabilización y la respuesta en frecuencia basada en nadir introducida en [4]. En la Figura 3-6 se verifica esta mejora, para la pérdida de 210 MW de generación en el sistema de 118 barras del IEEE, correspondiente a aproximadamente un 5.6% de la demanda máxima.

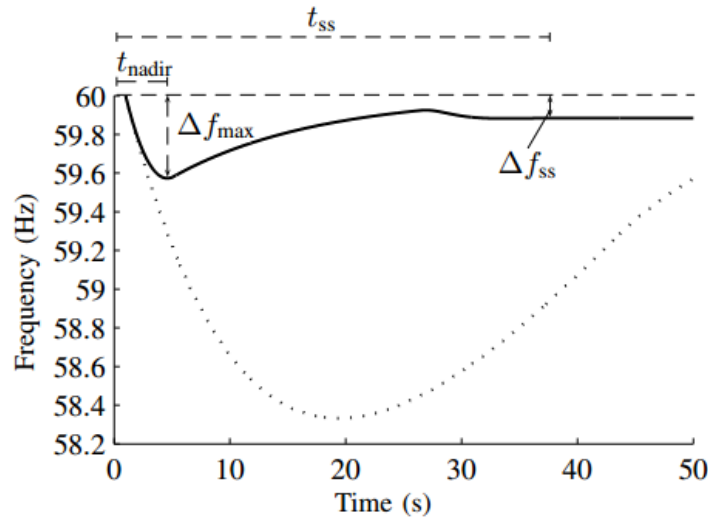


Figura 3-6 Respuesta dinámica simulada para salida del 5.6% de generación. En línea punteada, la respuesta obtenida con el OPF tradicional, en línea continua la obtenida con FC-OPF [7].

Dentro del análisis realizado se señala que al determinar el predespacho con un modelo que no incluye restricciones de frecuencia, el despacho obtenido con el FC-OPF podría no garantizar la suficiencia del control de frecuencia, ya que las tasas de toma de carga y la inercia de las unidades en línea son limitadas.

3.2.4 Predespacho con restricciones de seguridad

En [39] se agregan restricciones en la formulación del problema de predespacho de modo de limitar el nadir alcanzado tras la ocurrencia de una falla. Para ello se deriva primero una expresión cerrada para el nadir alcanzado tras una contingencia, la cual se basa en un modelo de orden general de la respuesta en frecuencia del sistema propuesto en [40], el que queda representado en la Figura 3-7, donde cada bloque en los lazos de realimentación corresponden a la acción del regulador de cada máquina.

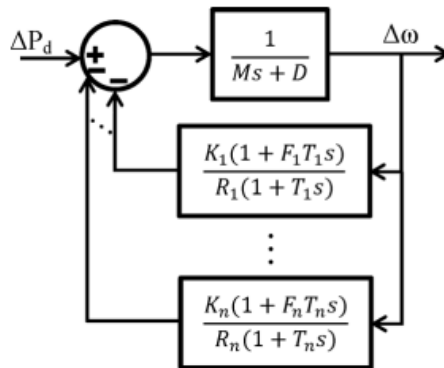


Figura 3-7 Modelo de orden general de la frecuencia del sistema [39].

La expresión final para la variación máxima de frecuencia viene dada por:

$$\Delta\omega = -\frac{\Delta P}{R_T + D} \left(1 + e^{-\xi\omega_n t^z} \cdot \sqrt{\frac{T(R_T - F_T)}{M}} \right) \quad (3.26)$$

Donde R_T, F_T, ω_n y ξ son valores dependientes de los parámetros de los modelos de reguladores de las máquinas en funcionamiento, de la inercia del sistema M y de la sensibilidad carga-frecuencia de la demanda D .

Usando lo anterior, se obtiene una restricción convexa no lineal para el nadir de frecuencia. Para incorporarla fácilmente a la formulación del predespacho, y que éste se mantenga como un problema de programación mixta entera y lineal, se aproxima la restricción no lineal por una función lineal por tramos.

Los casos de estudios evaluados muestran incrementos en los costos esperados de operación de hasta un 1.8%, a cambio de mejorar considerablemente el desempeño del sistema frente un aumento del 10% en la demanda (o la desconexión del 10% de la generación).

La siguiente tabla muestra los valores mínimos de frecuencia tras un aumento repentino de 10% de la demanda.

Hour	1	2	3	4	5	6
$f_1^{\min*}$	59.23	59.16	59.16	59.16	59.16	59.14
$f_2^{\min*}$	59.58	59.51	59.51	59.53	59.55	59.57
Hour	7	8	9	10	11	12
f_1^{\min}	59.26	59.33	59.48	59.54	59.53	59.53
f_2^{\min}	59.61	59.60	59.69	59.73	59.72	59.72
Hour	13	14	15	16	17	18
f_1^{\min}	59.53	59.44	59.40	59.40	59.53	59.53
f_2^{\min}	59.73	59.75	59.73	59.72	59.70	59.71
Hour	19	20	21	22	23	24
f_1^{\min}	59.51	59.51	59.47	59.32	59.25	59.22
f_2^{\min}	59.71	59.68	59.65	59.65	59.63	59.62

Tabla 3-1 Nadir de frecuencia alcanzado tras un aumento repentino de 10% en la demanda. f_1 y f_2 corresponden al caso sin incluir las restricciones de seguridad y el caso en que si se incluyen, respectivamente [39].

La incorporación de las restricciones de frecuencia como un set de restricciones lineales, permite mantener resolver el problema con softwares comerciales en tiempos del orden de los segundos.

Capítulo 4

Propuesta metodológica

En esta sección se presenta la metodología propuesta para cumplir los objetivos planteados en el Capítulo 1. El diagrama de bloques correspondiente es el mostrado en la Figura 4-1.

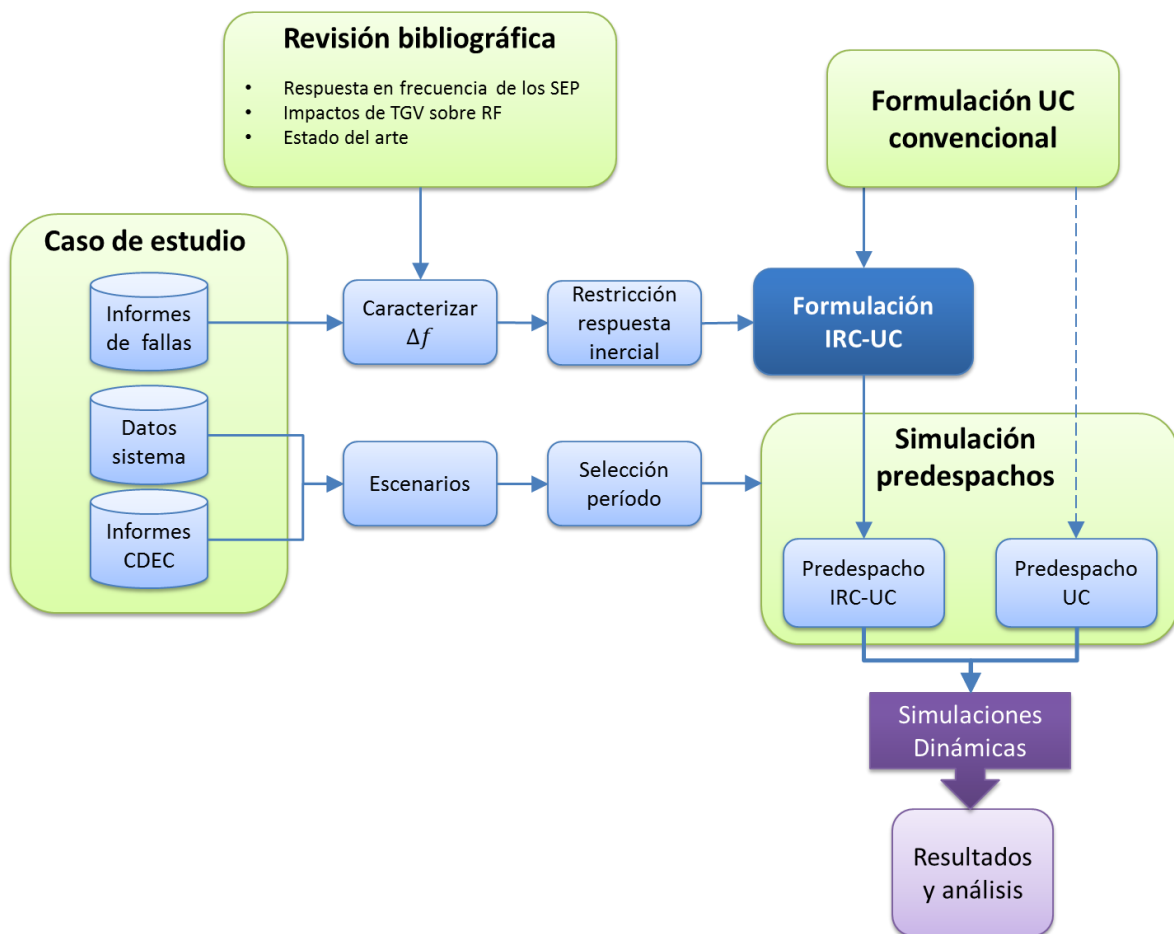


Figura 4-1 Diagrama de bloques: metodología propuesta.

A continuación, se explica en detalle los bloques que componen el diagrama anterior.

4.1 Revisión bibliográfica

Corresponde a lo presentado en los capítulos 2 y 3, esto es:

- Estudiar los conceptos relacionados a la respuesta en frecuencia de los SEP.

- Comprender los impactos que la inserción de TGV genera sobre la respuesta en frecuencia, en particular sobre la respuesta inercial.
- Desarrollar un estado del arte en relación a las técnicas para mitigar los efectos negativos que la inserción de TGV genera sobre la respuesta inercial de los sistemas.

4.2 Definición de caso de estudio

En este punto se define el SEP a utilizar como caso de estudio. Luego, interesa recopilar la siguiente información:

- Informes de fallas, ya que contiene los datos con los cuales se trabaja en una caracterización para la máxima desviación de frecuencia frente a un desbalance carga/generación.
- Datos del sistema, que corresponde a la información técnica de las unidades que conforman el parque generador, así como también a los perfiles de demanda del SEP.
- Informes del CDEC respectivo, de donde se obtiene información respecto a los proyectos de generación que se deben incorporar a los ya existentes para la elaboración del escenario.

4.1 Caracterización de máxima desviación de frecuencia (Δf).

A partir de informes de fallas correspondientes a contingencias simples de generación, se busca obtener una expresión lineal que relacione la caída de frecuencia tras un desbalance entre carga y generación con el ROCOF en el instante inicial tras la ocurrencia de éste, como la mostrada a continuación:

$$\Delta f \approx \overline{\Delta f}(S_0) = a \cdot S_0 + b \quad (4.1)$$

Donde S_0 corresponde al ROCOF inicial tras la contingencia, mientras que a y b son las constantes correspondientes al ajuste lineal.

Dado que los informes de fallas no registran el valor del ROCOF en los instantes iniciales, S_0 se reemplaza por la expresión mostrada en (2.8) de modo que la expresión (4.1) se transforma en la siguiente:

$$\overline{\Delta f}(S_0) = a \cdot \left(\frac{\Delta P}{2H_{sist}(\mathbf{y})} \cdot f_0 \right) + b \quad (4.2)$$

Donde ΔP corresponde al desbalance de potencia en p.u.; $H_{sist}(\mathbf{y})$ la constante de inercia del sistema tras la falla (incluyendo cargas y generadores) en segundos; y f_0 la frecuencia nominal del sistema en Hz.

En relación a la expresión (4.2), cabe destacar:

- El factor $f_0/2$ en la expresión no depende de las decisiones del operador del sistema, mientras que el factor $\Delta P/H_{sist}(\mathbf{y})$ sí.
- La constante de inercia del sistema $H_{sist}(\mathbf{y})$ considera la contribución tanto de parte de la generación (H_{gen}) como por parte de la demanda (H_{dem}). La inercia provista por parte de generación depende de las unidades que están en servicio, por lo tanto el operador de sistema tiene control directo sobre ésta. Por su parte, la inercia provista por los consumos no es una variable de control de que disponga el operador.

Teniendo en consideración los puntos anteriores, se busca una regresión lineal para Δf en función del valor $\Delta P/H_{gen}(\mathbf{y})$ usando el método de mínimos cuadrados ordinarios, obteniendo una expresión como la mostrada a continuación:

$$\overline{\Delta f}(\Delta P, \mathbf{y}) = a \cdot \frac{\Delta P}{H_{gen}(\mathbf{y})} + b \quad (4.3)$$

Considerando que esta expresión se construye con el objetivo último de definir una cota superior para el cociente $\Delta P/H_{gen}(\mathbf{y})$ (y así, un límite superior para la magnitud del ROCOF frente a contingencias), se busca una expresión alternativa $\widehat{\Delta f}(\Delta P, \mathbf{y})$, tal que $\widehat{\Delta f}$ sobreestime el valor real de Δf con una alta probabilidad. Para conseguir esto, simplemente se modifica por inspección el factor a en (4.3), hasta alcanzar un valor a' tal que la siguiente condición sea satisfecha para al menos el 90% de los datos que componen la muestra.

$$\Delta f \leq \widehat{\Delta f}(\Delta P, \mathbf{y}) = a' \cdot \frac{\Delta P}{H_{gen}(\mathbf{y})} + b \quad (4.4)$$

4.2 Restricción sobre respuesta inercial

A partir de la expresión (4.4), la restricción que permite asegurar una adecuada respuesta inercial frente a la desconexión intempestiva de la unidad l en el instante t , se deriva desarrollando (4.5).

$$\widehat{\Delta f}(P_l^t, \mathbf{y}^{t+\epsilon}) \leq \Delta f_{max} \quad \forall t \in T \quad \forall l \in I \quad (4.5)$$

Donde Δf_{max} corresponde a la máxima desviación de frecuencia que se permite de forma de no activar ningún escalón de EDAC; P_l^t corresponde a la potencia generada por la unidad l en el instante t (previo a la contingencia); y por último $\mathbf{y}^{t+\epsilon}$ es el vector

que contiene el estado de operación de las unidades generadoras en el instante $t + \epsilon$ con $\epsilon \rightarrow 0^+$, es decir, inmediatamente tras la ocurrencia de la desconexión.

Desarrollando la expresión (4.5) se obtiene:

$$a' \cdot \frac{P_l^t}{H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})} + b \leq \Delta f_{max} \quad (4.6)$$

$$P_l^t \leq \left(\frac{\Delta f_{max} - b}{a'} \right) \cdot H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon}) \quad (4.7)$$

Notar que el estado de operación de las unidades inmediatamente tras la contingencia $\mathbf{y}^{t+\epsilon}$ debe ser igual al estado de operación previo a la contingencia, excepto para la unidad l , para la cual $y_l^{t+\epsilon}$ es 0. Por lo tanto el término $H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})$ se puede escribir como en (4.8).

$$H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon}) = \sum_{i \in I \setminus \{l\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s} \quad (4.8)$$

Finalmente reemplazando lo anterior en la expresión (4.7), se obtiene la restricción (R.RI):

$$P_l^t \leq \frac{(\Delta f_{max} - b)}{a'} \cdot \sum_{i \in I \setminus \{l\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s} \quad \forall t \in T \quad \forall l \in I \quad (R.RI)$$

La restricción se plantea para cada unidad y no sólo para la que aporte mayor generación durante cada período, por dos razones. En primer lugar, no hay forma de saber a priori cuál es la unidad que generará mayor potencia durante cada período. Y en segundo lugar, la restricción limita la respuesta inercial que se obtendría tras la salida de operación del generador l , la cual depende del cociente entre P_l^t y la constante de inercia del sistema tras la contingencia $H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})$. Por lo tanto, no es directo que la salida de operación del generador operando a mayor potencia corresponda a la contingencia más grave desde el punto de vista de respuesta inercial.

4.3 Escenarios

Corresponde a la definición del escenario de penetración de centrales TGV en el SEP definido como caso de estudio. Para cada proyecto TGV se define su barra de conexión, tipo de tecnología (fotovoltaica o eólica) y perfil de generación según su

ubicación. Lo anterior se obtiene a partir escenarios simulados en estudios realizados por el CDEC correspondiente [41].

4.4 Selección de período de estudio

Para efectos de este trabajo, resulta de interés estudiar aquel período que presente las condiciones más críticas desde el punto de vista de la respuesta inercial, es decir, aquel período en que la demanda suplida por generación convencional sea la menor. En concreto, se busca aquel período de 3 días que en promedio presente la menor demanda neta horaria.

4.5 Formulación de Unit Commitment

La formulación del UC convencional a considerar, así como las restricciones que dan origen al IRC-UC propuesto, se presentan de manera detallada en el Capítulo 5.

4.6 Simulación de predespachos

Se resuelve el predespacho para los tres días que componen el período de estudio usando tanto la formulación convencional del UC como el IRC-UC propuesto, considerando como datos de entrada los obtenidos según se indica en los puntos 4.2 , 4.3 y 4.4 .

4.7 Simulaciones dinámicas

Una vez obtenidos los predespachos con las dos formulaciones de UC consideradas, interesa comprobar el real impacto que genera la incorporación de requerimientos de respuesta inercia, sobre el control de frecuencia del SEP. Para ello, se simula dinámicamente la respuesta en frecuencia del sistema frente a dos contingencias:

1. La mayor contingencia de generación en términos de potencia desprendida, durante la hora que presente la menor demanda neta esperada, según el predespacho obtenido con el UC convencional.
2. La mayor contingencia en generación posible, en términos de respuesta inercial esperada dentro del período de estudio. Esto es, la desconexión de la unidad l , tal que el cociente $P_l^t / H_{gen,l}^t$ sea el máximo dentro del período de estudio, según el predespacho obtenido con el UC convencional.

Lo anterior se simula usando el software DigSilent considerando ambos puntos de operación, obtenidos con cada uno de los UC, de modo de poder observar las diferencias en el desempeño del control de frecuencia entre ellos.

Para evitar distorsiones de los resultados por las condiciones de borde del problema, se trabaja exclusivamente sobre los resultados del segundo de los tres días que componen período de interés.

Para la modelación en el software, se utiliza una versión reducida a 323 barras del sistema en estudio, la cual se obtiene adaptando la base de datos disponible en [42].

Capítulo 5

Unit Commitment restringido por respuesta inercial de frecuencia

A continuación, se presenta la propuesta de unit commitment restringido por respuesta inercial de frecuencia (IRC-UC), la cual consiste en incorporar a una formulación estándar del problema de UC restricciones sobre la respuesta inercial de frecuencia frente a desbalances entre carga y generación.

5.1 Formulación base

La formulación del unit commitment que se utiliza está compuesta por las siguientes partes:

5.1.1 Variables de decisión

- y_i^t : 1 si es que la unidad i se encuentra en servicio durante el período t , 0 en caso contrario.
- u_i^t : 1 si es que la unidad i comienza puesta en marcha durante el período t , 0 en caso contrario.
- v_i^t : 1 si es que la unidad i comienza su desconexión durante el período t , 0 en caso contrario.
- P_i^t : generación que aporta la unidad térmica i al sistema durante el período t .
- r_i^t : reserva en giro que aporta la unidad térmica i al sistema durante el período t .
- qw_e^t : generación que aporta central eólica e al sistema durante el período t .
- qp_f^t : generación que aporta central fotovoltaica f al sistema durante el período t .

5.1.2 Parámetros

- a_i : costo fijo de operación de unidad térmica i , en USD/MW.
- b_i : costo variable de operación de unidad térmica i , en USD/MW.
- b_e : costo variable de operación de central eólica e , en USD/MW.
- b_f : costo variable de operación de central fotovoltaica f , en USD/MW.
- SU_i : costo de partida de unidad térmica i , en \$.
- SD_i : costo de apagado de unidad térmica i , en \$.
- P_i^{min} : mínimo técnico de generación de unidad térmica i , en MW.
- P_i^{max} : potencia máxima de generación de unidad térmica i , en MW.
- RU_i : capacidad de rampa de subida de unidad térmica i , en MW/h.

- RD_i : capacidad de rampa de bajada de unidad térmica i , en MW/h.
- MU_i : tiempo mínimo que el generador i debe permanecer en operación una vez que se pone en servicio, en horas.
- MD_i : tiempo mínimo que el generador i debe permanecer fuera de servicio una vez que se produce su desconexión, en horas
- H_i : constante de inercia de generador i en base propia.
- D_t : demanda de potencia durante el período t , en MW.
- PB_S : potencia base del sistema, en MVA.

5.1.3 Función objetivo

La función objetivo corresponde a minimizar los costos totales de operación del sistema dentro del horizonte temporal considerado:

$$\sum_{t \in T} \left\{ \sum_{i \in I} u_i^t \cdot SU_i + v_i^t \cdot SD_i + y_i^t \cdot a_i + P_i^t \cdot b_i + \sum_{e \in E} b_e \cdot qw_e^t + \sum_{f \in F} b_f \cdot qp_f^t \right\} \quad (\text{F.O})$$

5.1.4 Restricciones.

Las restricciones del problema son las siguientes:

- Estado on/off de unidades

$$-y_i^{t-1} + y_i^t - y_i^k \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall k \in \{t, t+1, \dots, MU_i + t - 1\} \quad (\text{R.1})$$

$$y_i^{t-1} - y_i^t + y_i^k \leq 1 \quad \forall i \in I, \forall t \in T, \forall k \in \{t, t+1, \dots, MD_i + t - 1\} \quad (\text{R.2})$$

$$-y_i^{t-1} + y_i^t - u_i^t \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (\text{R.3})$$

$$y_i^{t-1} - y_i^t - v_i^t \leq 0 \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (\text{R.4})$$

- Capacidad de unidades

$$P_i^{min} \cdot y_i^t \leq P_i^t \leq P_i^{max} \cdot y_i^t \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (\text{R.5})$$

- Capacidad de rampa de unidades

$$P_i^t - P_i^{t-1} \leq (2 - y_i^{t-1} - y_i^t) \cdot P_i^{min} + (1 + y_i^{t-1} - y_i^t) \cdot RU_i \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (R.6)$$

$$P_i^{t-1} - P_i^t \leq (2 - y_i^{t-1} - y_i^t) \cdot P_i^{min} + (1 - y_i^{t-1} + y_i^t) \cdot RD_i \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (R.7)$$

- Restricciones de reserva en giro

$$P_i^t + r_i^t \leq P_i^{max} \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (R.8)$$

$$r_i^t \leq P_i^{max} \cdot y_i^t \quad \forall i \in I, \forall t \in T \quad (R.9)$$

$$\sum_{i \in I \setminus \{j\}} r_i^t \geq P_j^t \quad \forall t \in T, \forall j \in I \quad (R.10)$$

- Satisfacción de la demanda

$$\sum_{i \in I} P_i^t + \sum_{e \in E} qw_e^t + \sum_{f \in F} qp_f^t \geq D_t \quad \forall t \in T \quad (R.11)$$

- Naturaleza de las variables

$$\begin{aligned} y, u, v &\in \{0,1\}^{|I| \cdot |T|} \\ P_i^t, r_i^t &\in \mathbb{R}^{|I| \cdot |T|} \\ qw_e^t &\in \mathbb{R}^{|E| \cdot |T|} \\ qp_f^t &\in \mathbb{R}^{|F| \cdot |T|} \end{aligned} \quad (R.12)$$

5.2 Restricción sobre respuesta inercial

Como se indicó en la sección 4.2 , la restricción propuesta es la siguiente:

$$P_i^t \leq \frac{(\Delta f_{max} - b)}{a'} \cdot \sum_{i \in I \setminus \{l\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s} \quad \forall t \in T, \forall l \in I \quad (\text{R.RI})$$

Los valores de A y B se obtienen en la sección 6.2 .

5.3 Implementación

El modelo de IRC-UC descrito se implementa en C++ utilizando el optimizador IBM ILOG CPLEX Optimization Studio 12.2.0.

Capítulo 6

Caso de estudio

El sistema a utilizar como caso de estudio corresponde al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Actualmente, el 90% de la demanda del sistema corresponde a consumos industriales asociados a la gran minería, mientras que el 10% restante corresponde a consumos residenciales. Al 2014, el sistema contaba con una capacidad instalada de 4.970 [MW], de los cuales alrededor del 96,8% corresponde a centrales térmicas, mientras que el restante 3,2% se divide entre centrales eólicas, fotovoltaicas y otras. Esto queda reflejado en la Figura 6-1.

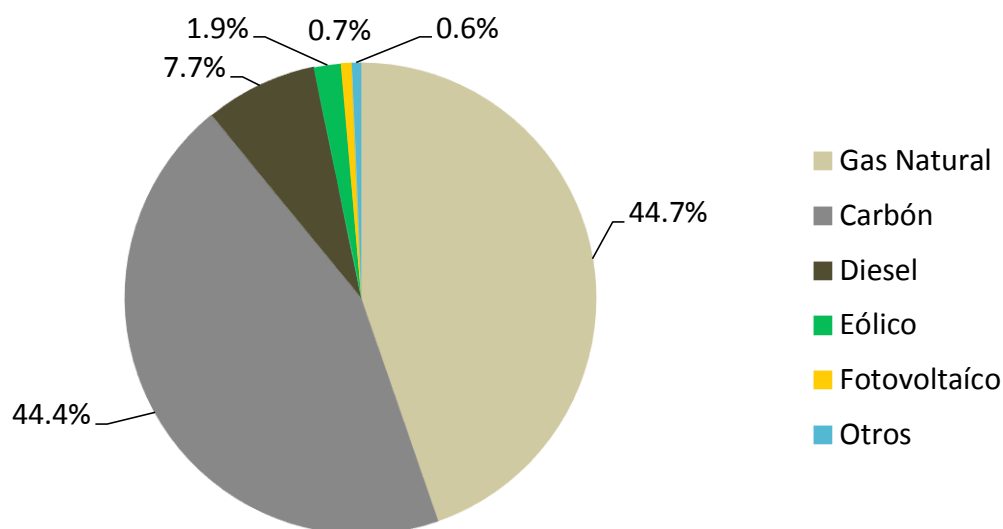


Figura 6-1 Composición parque generador del SING al 2014

6.1 Escenario

El escenario a considerar corresponde a la proyección al 2017 del sistema considerada por el CDEC-SING en el escenario E3 presentado en [41]. A continuación, se describen los elementos que lo componen.

6.1.1 Cambios en parque generador

Se considera la integración de 1452 MW de ERNC, de los que 110 MW corresponden a la central termosolar Cerro Dominador, la cual para efectos del presente trabajo se considera como una turbina a vapor convencional. Los proyectos restantes corresponden a centrales TGV.

El detalle de los proyectos considerados en el escenario descrito se presenta en el Anexo 10.1. Éstos se agrupan por zonas para construir perfiles de generación, los que se crean a partir de datos obtenidos en [43]. En la Tabla 6-1 se muestra la capacidad instalada asociada a cada zona.

Tecnología	Potencia [MW]	Curva de generación
Fotovoltaica	125	Pampa Camarones
Fotovoltaica	373,5	Pozo Almonte
Fotovoltaica	201	San Pedro
Fotovoltaica	452	Crucero
Eólica	190	Calama

Tabla 6-1 Capacidad instalada asociada a cada zona en escenario de estudio.

Además de los proyectos anteriores, se considera la entrada en operación de los proyectos de generación convencionales mostrados en la Tabla 6-2.

Proyecto	Tipo	Potencia [MW]
Kelar	Ciclo combinado 2TG+1TV	517
Cochrane	Vapor carbón 2TV	472

Tabla 6-2 Proyectos de generación convencional 2015-2017.

Con lo anterior, la composición del parque generador correspondiente al escenario estudiado es la mostrada en la Figura 6-2.

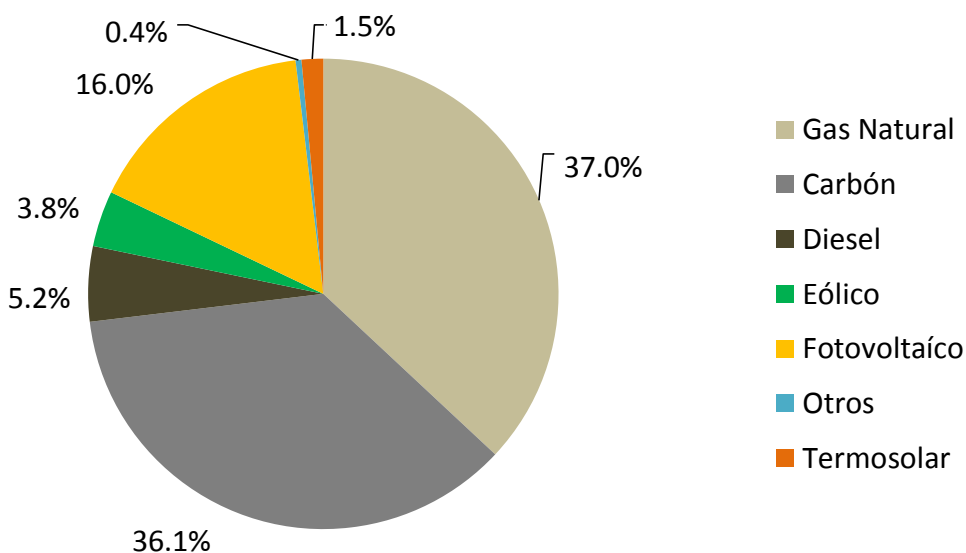


Figura 6-2 Composición parque generador del SING proyectado al 2017

6.1.2 Proyección de costos de variables de operación

A partir de la información de consumos específicos de las generadoras, los costos variables no combustibles y la proyección de costos de combustible mostradas en [44], se calculan los siguientes costos variables para las centrales térmicas.

Unidad	Costo variable [USD/MWh]	Unidad	Costo variable [USD/MWh]
ANG 1	43.08	TG1	251.74
ANG 2	41.67	TG2	251.74
COC 1	47.20	TG3 (GNL)	68.73
COC 2	47.20	TG1A+TG1B+TV1C (GNL)	121.82
CTA	35.48	TG1A+0.5 TV1C (GNL)	123.82
CTH	33.17	TG2A+TG2B+TV2C (GNL)	121.82
CTM 1	33.68	TG2A+0.5TV2C (GNL)	123.82
CTM 2	32.25	TGIQ	238.32
CTTAR	33.74	TGTAR	240.55
KEL TG1-0.5TV	69.43	U12	44.73
KEL TG1-0.5TV	69.43	U13	42.88
NTO 1	28.98	U14	38.84
NTO 2	28.71	U15	37.47
SUTA	120.29	U16 TG+TV (GNL)	43.05

Tabla 6-3 Costos variables unidades térmicas.

6.1.3 Parámetros técnicos

Los parámetros técnicos utilizados tales como límites de operación, tiempos mínimos de servicio y de desconexión, constantes de inercia, tasas de toma y desprendimiento de carga, entre otros, son consultados en [42].

6.2 Caracterización de máxima desviación de frecuencia

Siguiendo la metodología propuesta, se busca una expresión lineal para Δf en función del cociente $\Delta P/H_{gen}$, a partir de la información proporcionada en los informes de fallas correspondientes a contingencias simples ocurridas entre el 30 de diciembre de 2012 y el 23 de mayo de 2015, disponibles en [42]. La siguiente figura muestra los 131 puntos que componen la muestra, así como la aproximación lineal obtenida mediante el método de mínimos cuadrados ordinario.

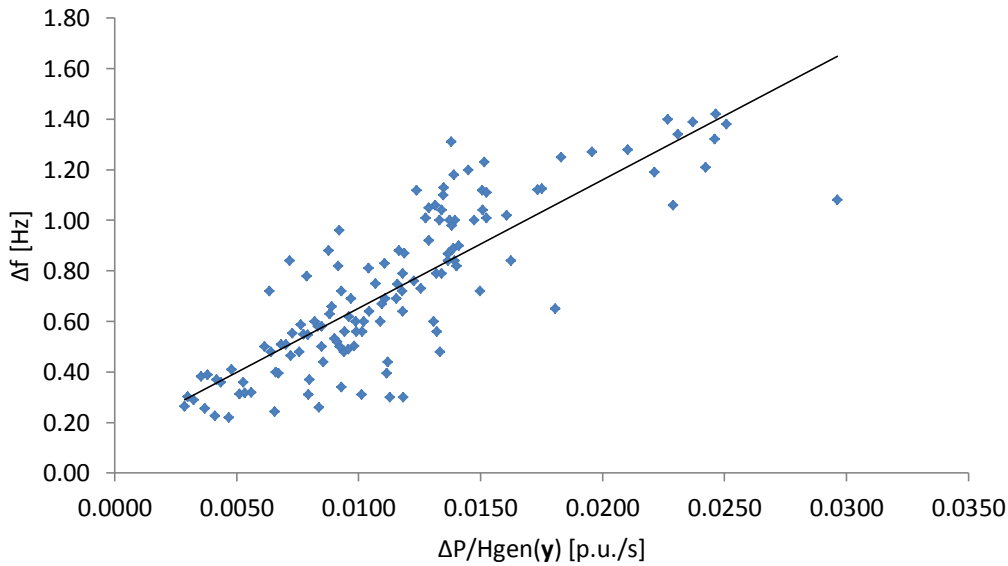


Figura 6-3 Caracterización Δf .

La ecuación correspondiente al ajuste lineal, así como su coeficiente de determinación R^2 se muestran a continuación:

$$\overline{\Delta f} = 50,77 \cdot \frac{\Delta P}{H_{gen}(\mathbf{y})} + 0,15 \quad (6.1)$$

$$R^2 = 0,69$$

En la Figura 6-3 se puede observar que un número considerable de los puntos que componen la muestra presentaron un Δf mayor al que se obtendría usando la aproximación lineal. Por lo tanto, siguiendo con la metodología propuesta, se modifica la pendiente del ajuste lineal de forma tal que para al menos un 90% de los puntos que componen la muestra se cumpla la siguiente relación:

$$\Delta f \leq \widehat{\Delta f}(\Delta P, \mathbf{y}) \quad (6.2)$$

Como resultado, se obtiene la siguiente expresión para $\widehat{\Delta f}$:

$$\widehat{\Delta f}(\Delta P, \mathbf{y}) = 70,25 \cdot \frac{\Delta P}{H_{gen}(\mathbf{y})} + 0,15 \quad (6.3)$$

Con esta expresión, 121 de los 131 puntos de la muestra quedan acotados superiormente por $\widehat{\Delta f}$. En la Figura 6-4 se muestra en color rojo $\widehat{\Delta f}$ y en verde $\overline{\Delta f}$. El

punto en amarillo indica el mínimo valor del cociente $\Delta P/H_{gen}(y)$ para el cual algún punto de la muestra tuvo un Δf mayor que 1Hz, correspondiente a $\frac{\Delta P}{H_{gen}(y)} = 0.0128 \left[\frac{1}{s} \right]$.

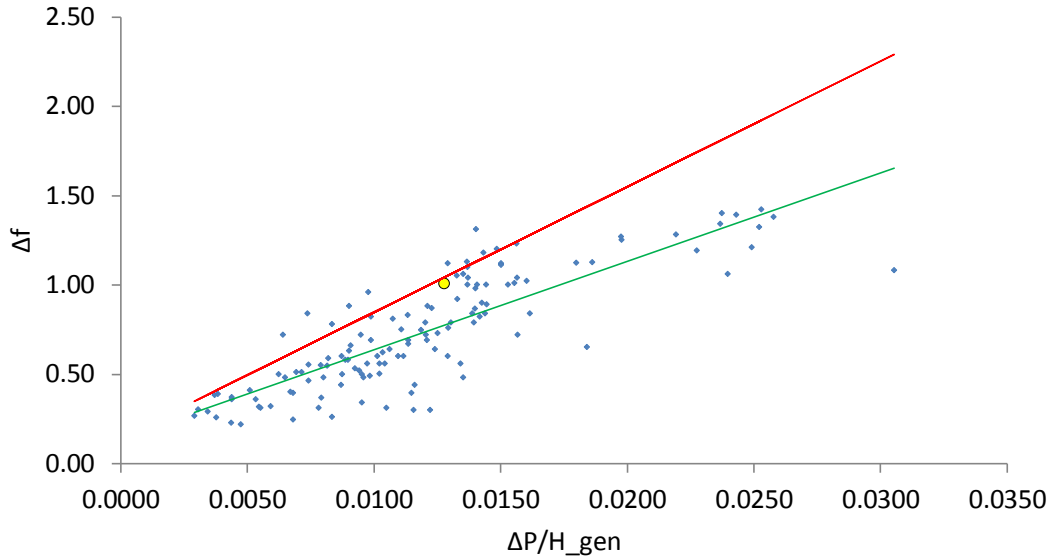


Figura 6-4 Caracterización cota superior Δf .

Considerando un Δf_{max} igual a 1 Hz (valor para el cual se activa el primer escalón de EDAC en el caso de estudio), la restricción derivada a partir de la expresión $\widehat{\Delta f}(P_l^t, H_{gen}(y^{t+\epsilon})) \leq 1$, es la mostrada a continuación:

$$P_j^t \leq 0.0120 \cdot H_{gen,l}^t \quad \forall t \in T, \forall j \in I \quad (6.4)$$

Expresando $H_{gen,l}^t$ en términos de las unidades en operación se obtiene (R.RI)

$$P_j^t \leq 0.0120 \cdot \sum_{i \in I \setminus \{j\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s} \quad \forall t \in T, \forall j \in I \quad (R.RI)$$

Notar que el valor de la cota obtenida mediante este método es menor que el mínimo de la muestra para el cual se produjo excursiones de frecuencia mayores a 1Hz, por lo que todos los casos de la muestra en que se produjeron excursiones de dichas características quedarían fuera de la región factible generada por la restricción R.RI.

6.3 Selección de período para estudio

A partir de la proyección para el 2017 de la demanda y del pronóstico de generación en base a TGV se calcula la demanda neta esperada por hora. Siguiendo la metodología propuesta, se busca aquel período de 3 días con menor promedio de demanda neta

esperada. De esta forma, se define como período de interés aquel comprendido entre el 6 y el 8 de enero del 2017. La demanda, generación TGV y demanda neta esperada para dicho período se muestra en la Figura 6-5.

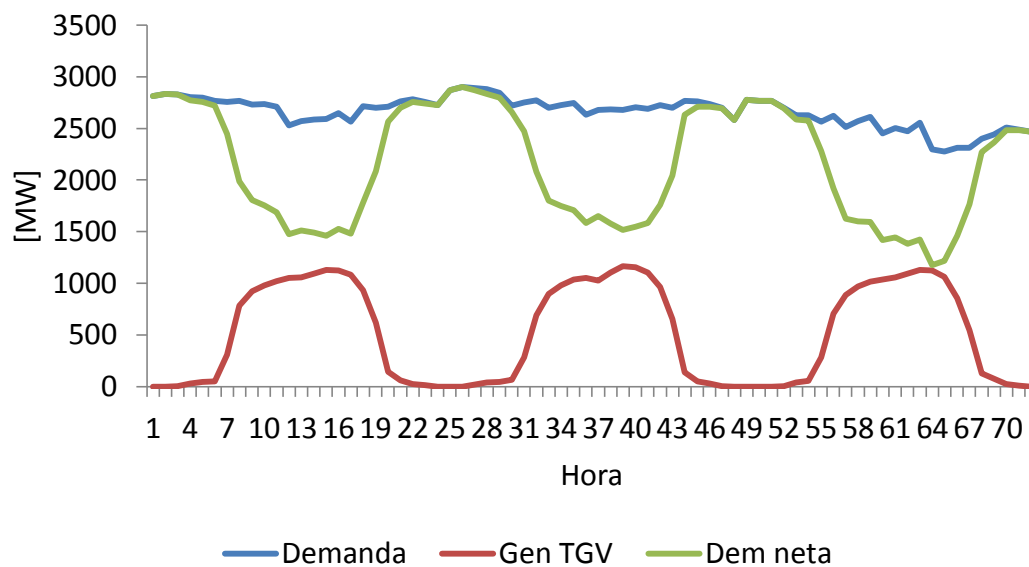


Figura 6-5 Demanda, pronóstico TGV y demanda neta del período de estudio.

Capítulo 7

Resultados y análisis

En la presente sección se presentan los principales resultados obtenidos, para posteriormente proceder a su análisis.

7.1 Programa de operación

Los programas de operación resultantes al usar el UC convencional y el IRC-UC se detallan en el anexo 10.2 y 10.3, respectivamente. La Tabla 7-1 muestra el costo de operación para el día en estudio, el gap entra la solución factible y la cota inferior del problema así como los tiempos de simulación.

Formulación	Costo esperado	Gap	Tiempo de resolución
UC convencional	1.906.554 USD	0,01%	179,61 seg
IRC-UC	1.986.984 USD	1,44%	25.199,62 seg

Tabla 7-1 Costo de operación esperados

Los resultados muestran que para el caso estudiado, el IRC-UC arroja un costo esperado de operación un 4.2% mayor que el UC convencional. Respecto a esto, cabe señalar que este costo corresponde a la operación normal del sistema, es decir, sin considerar la posible ocurrencia de contingencias dentro del período, ni los eventuales desprendimientos de carga que éstas podrían producir. Se observa también que con la formulación convencional del UC es posible lograr tolerancias de optimalidad razonables (menores que 1,5%) en tiempos de cómputos relativamente reducidos (menores a tres minutos). Por otro lado, la incorporación de restricciones a la respuesta inercial aumenta la dificultad computacional del problema, y soluciones con igual tolerancia se obtiene sólo después de casi 7 horas de cómputo. Esta diferencia en los tiempos de resolución, se explica por la naturaleza de las restricciones (R.RI); debido a los órdenes de magnitud de los coeficientes de las variables y el lado derecho de dichas desigualdades, es claro que éstas empeoran notablemente la relajación lineal del problema, forzando a CPLEX a (i) agregar cortes en forma más agresiva, y (ii) explorar en forma más exhaustiva el espacio de soluciones factibles.

En la Tabla 7-2 se muestra el nivel de participación que tiene cada tecnología en la generación de energía para el día estudiado.

Tipo de tecnología	UC convencional	IRC-UC
Eólico	2,3%	1,8%
Fotovoltaico	16,7%	16,7%
Carbón	67,6%	69,2%
Diésel	0,0%	0,3%
GNL	8,3%	6,9%
Otras fuentes	5,1%	5,1%

Tabla 7-2 Distribución de generación de energía entre tecnologías.

Se puede observar que la incorporación de restricciones sobre la respuesta inercial del sistema obliga a limitar levemente el aporte de generación en base a TGV durante el período estudiado, vertiendo energía eléctrica que potencialmente podría haberse generado con este tipo de tecnología. Por otra parte, se observa una reducción en la participación de GNL, a la vez que aumenta la participación de carbón y diésel. Esto es discutido en mayor profundidad en la siguiente sección.

7.2 Efectos sobre el sistema eléctrico.

7.2.1 Efectos en la operación de centrales convencionales

La Figura 7-1 muestra gráficamente los principales cambios que se observan en el programa de operación del sistema para el día en estudio. La altura de las columnas representa el monto de generación que aporta cada unidad en relación a su generación máxima dentro del día.

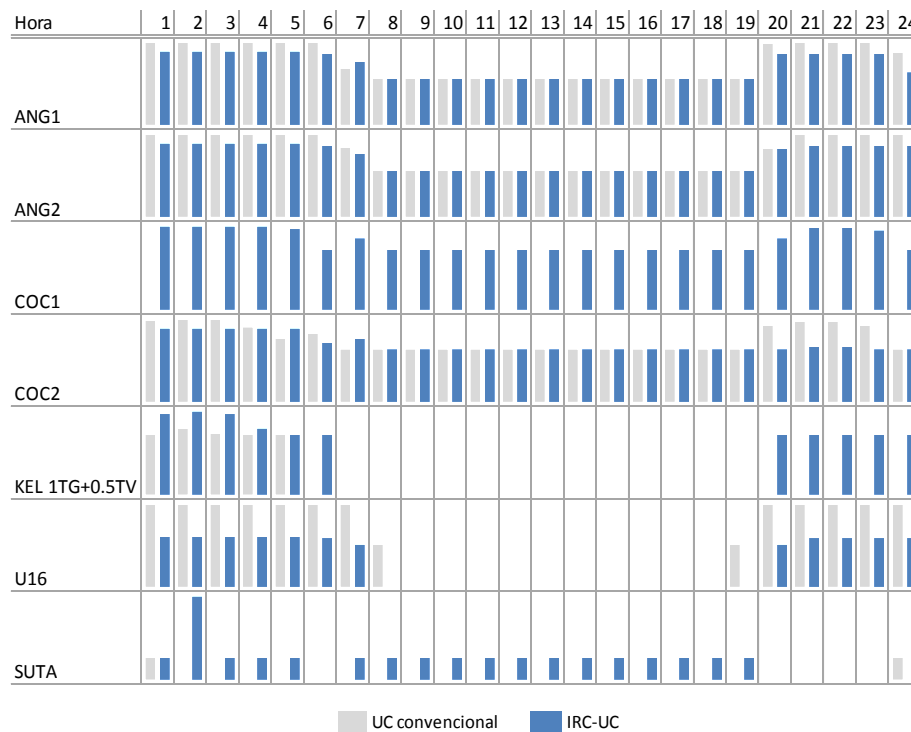


Figura 7-1 Principales cambios en generación entre UC convencional y IRC-UC.

Por una parte, se observa que el predespacho obtenido por el UC convencional en general mantiene consignas de potencia mayores que en el caso del generado con el IRC-UC. Por otro lado se observa que, en general, el programa de operación del IRC-UC mantiene un mayor número de unidades convencionales en operación, comparado con el UC convencional.

Para ayudar a comprender los cambios producidos en la operación, resulta conveniente estudiar el comportamiento de la restricción (R.RI). Notar que ésta se puede expresar equivalentemente como sigue:

$$\frac{P_j^t}{\sum_{i \in I \setminus \{j\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s}} \leq 0.0120 \cdot \quad \forall t \in T, \forall j \in I \quad (7.1)$$

En la Figura 7-2 las casillas marcadas en rojo indican (R.RI) se encuentra activa para la unidad y período correspondiente, según el programa de operación obtenido con el IRC-UC.

Hora	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ANG1	■	■	■	■	■	■	■													■	■	■	■	
ANG2	■	■	■	■	■	■	■														■	■	■	■
COC1	■	■	■	■																	■	■		
COC2	■	■	■	■	■		■																	
KEL 1TG+0.5TV		■																						
U16	■	■	■	■	■	■															■	■	■	■

Figura 7-2 Estado de restricción R.RI para unidades más grandes en operación, según IRC-UC.

Se observa que durante las horas iniciales del día, la restricción se activa para las unidades ANG1, ANG2, COC1, COC2 y U16. Viendo la expresión (7.1), se puede interpretar como que dichas unidades operan a la mayor consigna de potencia que (R.RI) permite, dado el estado on/off del resto de las unidades. Lo anterior explica la diferencia de consignas de potencia mostrada en la Figura 7-1.

Como se aprecia en la Figura 7-3, durante las primeras horas del día la disponibilidad del recurso energético para las TGV es prácticamente nula. Esta nula disponibilidad de TGV, junto con la limitación en el monto de potencia que aportan las unidades más grandes y económicas, motivan la entrada en operación de las unidades COC1 y SUTA, de modo de suplir la potencia que dejan de aportar las unidades ANG1, ANG2, COC2 y U16 (en comparación con el predespacho obtenido con el UC convencional).

Lo anterior explica también el aumento en la participación del carbón (COC1) y del diésel (SUTA), así como la disminución del GNL (U16) visto en el predespacho obtenido con el IRC-UC, en comparación al obtenido con el UC convencional.

7.2.2 Efectos en la operación de centrales en base a TGV

En la Figura 7-3 se muestran tanto la disponibilidad de generación en base a TGV así como la generación efectivamente despachada según el modelo IRC-UC. El área achurada corresponde al vertimiento de generación TGV resultante.

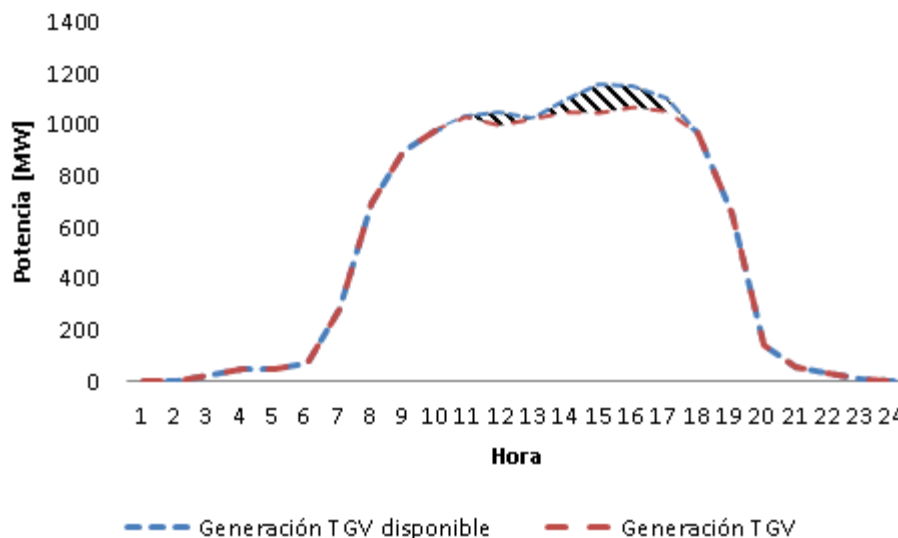


Figura 7-3 Disponibilidad de fuente de energía variable.

Se observa que en las horas 12, 14, 15, 16 y 17 se produce el vertimiento del recurso energético, por un total de 335.4 MWh, equivalente a un 2.7% de la energía disponible para generación a lo largo del día.

Para comprender las razones que llevan a este vertimiento, resulta conveniente analizar el programa de operación para las horas en que se produce. En la Tabla 7-3 se muestra el despacho de unidades convencionales en dichas horas. Se puede observar que exceptuando las unidades CAVA, CHAP, Cerro Dominador y PAM, cuyos costos variables se consideran nulos, todas las demás unidades en operación son despachadas a su mínimo técnico.

Unidad	Generación hora 12, 14,15,16 Y 17 [MWh]	Mínimo técnico [MW]
ANG1	150	150
ANG2	150	150
CAVA	2,6	0,5
CHAP	10,14	2
COC1	168	168
COC2	168	168
Cerro Dominador	110	75
CTA	100	100
CTH	100	100
CTM1	90	90
CTM2	90	90
CTTAR	100	100
NTO1	65	65
NTO2	65	65
PAM	17	17
SUTA	8	8
TG3	10	10
U13	60	60
U14	90	90
U15	75	75
Total	1.628,7	

Tabla 7-3 Despacho unidades convencionales en horas de vertimiento.

Estas centrales, que entraron en operación durante las horas en que no hay disponibilidad de generación TGV, se ven forzadas a permanecer en operación durante estas horas debido a las restricciones de tiempos mínimos en servicio y en desconexión. Por otro lado, la demanda eléctrica y la generación TGV disponible son las mostradas en la Tabla 7-4.

Hora	Demanda eléctrica [MWh]	Generación variable disponible [MWh]
12	2.632,4	1.050,7
14	2.683,4	1.104,3
15	2.681,4	1.163,5
16	2.702,9	1.154,9
17	2.563,3	1.105,5

Tabla 7-4 Demanda eléctrica y disponibilidad de generación TGV en horas de vertimiento.

Con todo lo anterior, el vertimiento de generación TGV que se produce en horas de alta disponibilidad de generación eólica y fotovoltaica, es causado por la operación de centrales térmicas que se vieron forzadas a entrar en operación durante las primeras horas del día, por el efecto de incluir las restricciones (R.RI) en el UC.

7.2.3 Desempeño dinámico de la respuesta en frecuencia

Siguiendo la metodología propuesta, se evalúa el desempeño del control de frecuencia frente a las dos contingencias descritas, para lo cual primero debe identificarse cuáles son estas contingencias, que en adelante serán identificadas por C1 y C2.

- **Contingencia C1.**

La contingencia C1 corresponde a la mayor desconexión de generación que se puede producir durante la hora de menor demanda neta esperada en el UC convencional. La siguiente figura muestra la demanda neta resultante para dicha formulación.

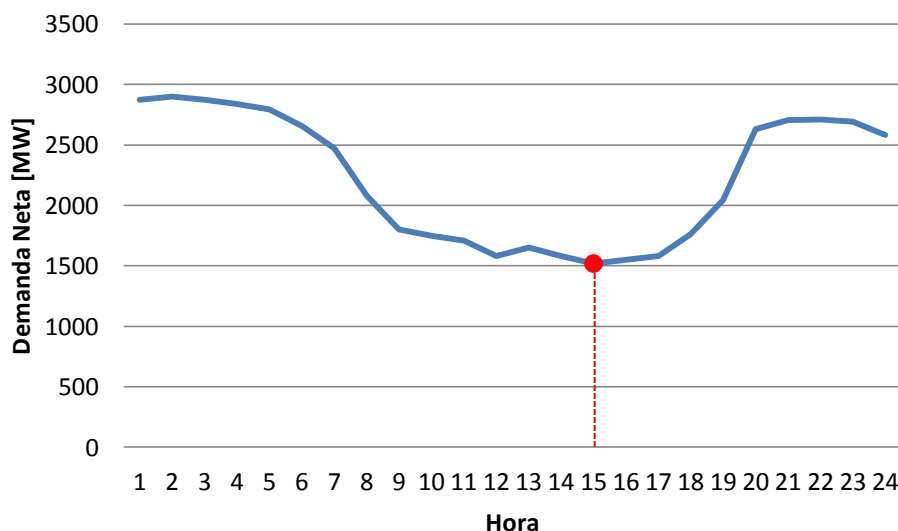


Figura 7-4 Demanda neta esperada según predespacho convencional.

Como se puede observar, la menor demanda neta es la obtenida para la hora 15 del día en estudio. Se puede verificar en el anexo 10.2 que la mayor desconexión posible corresponde a la salida de operación de la unidad Cochrane 2 operando con 168 MW. En el caso del IRC-UC, se observa en el anexo 10.3 que durante la hora 15, esta unidad es despachada en el mismo punto de operación que en el UC convencional.

La siguiente figura muestra la respuesta obtenida al simular la salida intempestiva de la unidad Cochrane 2 considerando el despacho obtenido tanto con el UC convencional como con el IRC-UC.

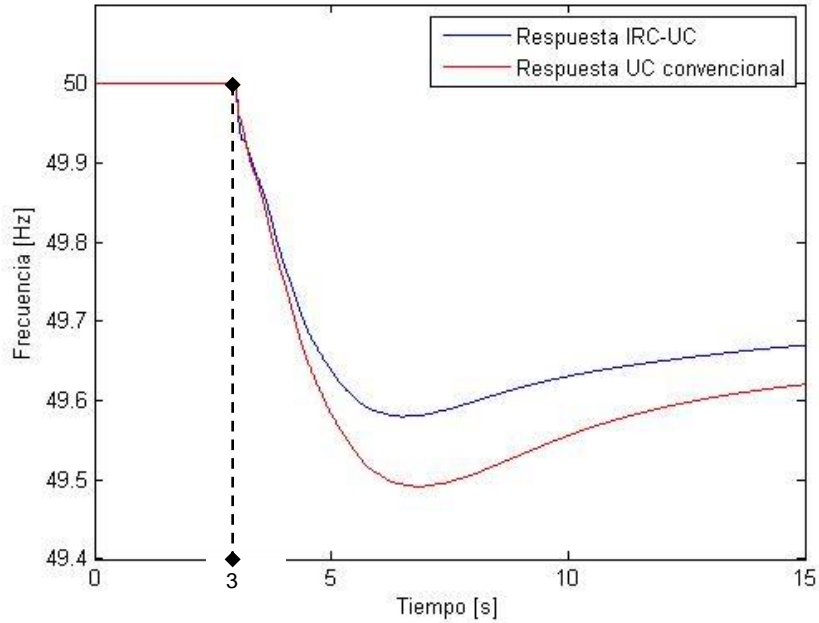


Figura 7-5 Respuesta en frecuencia tras C1.

La Tabla 7-5 muestra el nadir de frecuencia alcanzado, el ROCOF inicial y la constante de inercia H del sistema tras la ocurrencia de C1

Medida de respuesta en frecuencia	UC convencional	IRC-UC
Nadir de frecuencia Hz	49,4915	49,5802
ROCOF inicial 1/s	-0,1135	-0,0873
H generación seg (base 1000 MVA)	12,83	14,04

Tabla 7-5 Medidas de respuesta en frecuencia para contingencia C1.

Se puede comprobar a través de la medición del ROCOF en el instante inicial tras C1, que la respuesta en inercial efectivamente se ve mejorada en la operación obtenida con el IRC-UC, a pesar de que de que, como se muestra en la Figura 7-2, la restricción (R.RI) no se activa para ninguna unidad dentro de esta hora. Esta mejora se explica por el incremento en la constante de inercia del sistema, producto de la operación de las unidades COC1 y SUTA, las cuales, como se explicó en la sección 7.2.2, ven forzada su entrada en operación durante las horas iniciales del día en el predespacho obtenido con el IRC-UC.

- **Contingencia C2**

La contingencia C2 corresponde a aquella desconexión que se espera que genere una peor respuesta inercial (en términos de ROCOF inicial) en el predespacho obtenido con el UC convencional. Teniendo en consideración que el ROCOF inicial es directamente proporcional al cociente $\Delta P/H_{sys}(\mathbf{y})$, se utiliza la siguiente expresión como indicador para identificar esta contingencia:

$$\frac{P_j^t}{H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})} = \frac{P_j^t}{\sum_{i \in I \setminus \{j\}} y_i^t \cdot H_i \cdot \frac{P_i^{max}}{SB_s}} \quad (7.2)$$

La siguiente figura muestra gráficamente el valor que toma el cociente $P_j^t/H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})$ a cada hora, para las unidades más grandes en operación, según el predespacho obtenido por el UC convencional.

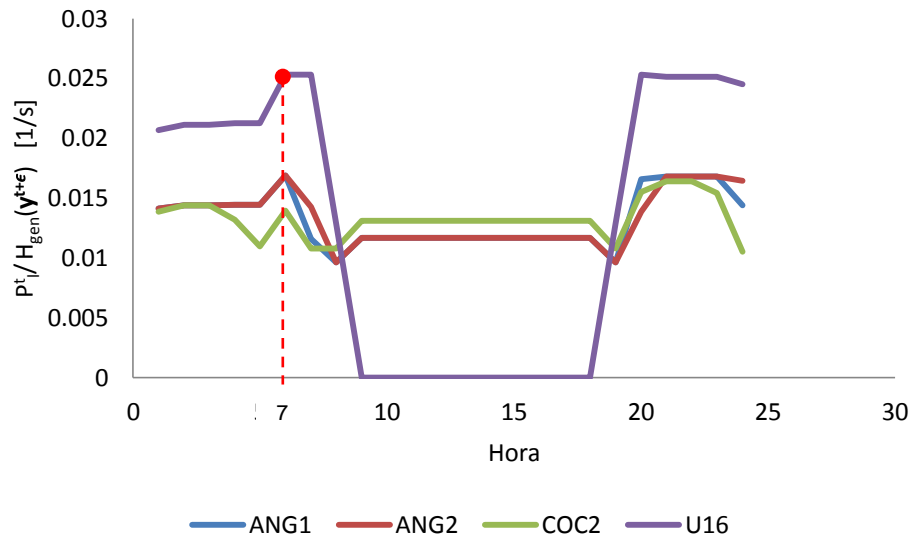


Figura 7-6 Cociente $P_j^t/H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})$ para unidades más grandes en operación, según UC convencional.

En la figura se puede observar que la unidad U16 es la que alcanza el mayor valor del cociente $P_j^t/H_{gen}(\mathbf{y}^{t+\epsilon})$ en la hora 7 del día en estudio, alcanzando un valor de aproximadamente 0,025, lo cual corresponde a prácticamente el doble del permitido por la restricción (R.RI).

Con lo anterior, la contingencia C2 se define como la desconexión de la unidad U16 según la operación programada para la hora 7 del día en estudio. Como se puede observar en los anexos 10.2 y 10.3, la unidad U16 opera con 350 MW y 178 MW según el predespacho convencional y el IRC-UC respectivamente, de modo de que en este caso la contingencia no es de la misma magnitud en las dos formulaciones.

La Figura 7-7 muestra la respuesta en frecuencia obtenida en cada caso.

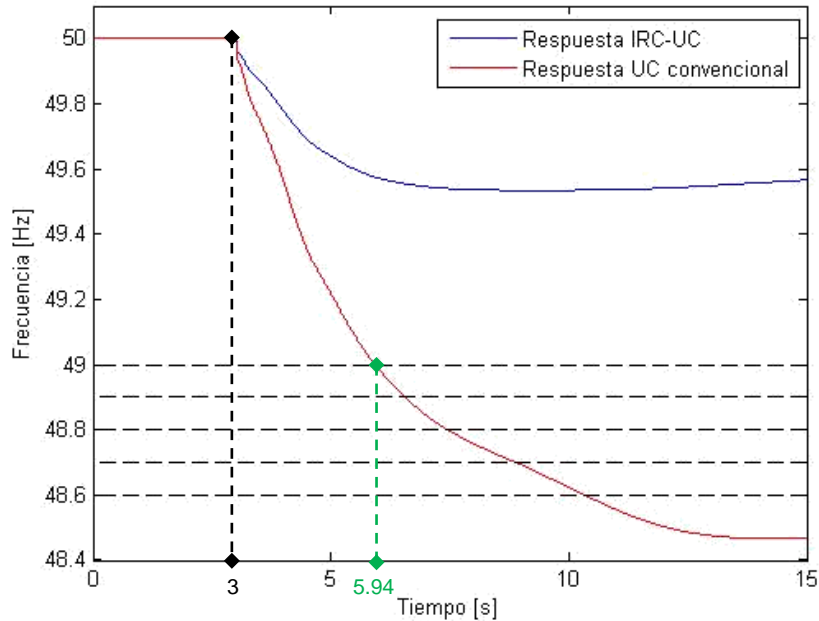


Figura 7-7 Respuesta en frecuencia tras salida de operación de U16 al segundo 5 de simulación.

En la siguiente tabla se muestran los valores de nadir de frecuencia, ROCOF en el instante inicial y la constante de inercia H del sistema una vez ocurrido C2.

Medida de respuesta en frecuencia	UC convencional	IRC-UC
Nadir de frecuencia Hz	48,4659	49,5344
ROCOF inicial 1/s	-0,1480	-0,0921
H generación seg (base 1000 MVA)	13,83	14,96

Tabla 7-6 Medidas de respuesta en frecuencia para contingencia C2.

En la Figura 7-7 se puede observar una notoria mejora en la respuesta en frecuencia obtenida, producto de la gran diferencia en el tamaño de la contingencia. Este caso permite comprobar que el modelo de UC convencional no cuenta con restricciones suficientes para garantizar la estabilidad de frecuencia del sistema. Teniendo en consideración que la frontera de los 49 Hz se sobrepasa dentro de los 3 primeros segundos después de ocurrida la contingencia, se puede atribuir a un problema de respuesta inercial y de los primeros instantes de control primario de frecuencia.

Capítulo 8

Conclusiones

A continuación, se presentan las conclusiones extraídas a partir del desarrollo de este trabajo, para luego presentar distintas líneas de acción para trabajos de investigación a futuro.

8.1 Conclusiones generales

Al concluir este trabajo se logra cumplir con éxito los objetivos generales y específicos planteados en el Capítulo 1. Aplicando la metodología propuesta, se encontró una forma de incorporar los requerimientos de respuesta inercial de los sistemas eléctricos de potencia en la formulación del predespacho de unidades. A partir de los resultados obtenidos se logra comprender los principales efectos que trae la inclusión de dichos requerimientos sobre la operación económica y la seguridad del sistema, en condiciones de demanda y generación variable que suponen las condiciones más críticas para la operación del sistema.

Como resultado del caso de estudio, se obtiene que la inclusión de los requerimientos de respuesta inercial implican un sobre costo de un 4% en la operación normal del sistema, en comparación con el predespacho obtenido con la formulación convencional del UC. Este sobre costo se explica tanto por la activación de (R.RI) en algunos períodos para las unidades de mayor capacidad; como también por la forma en que (R.RI) interactúa con las otras restricciones que componen el problema. En resumen, los principales efectos identificados son los siguientes:

- En general se observa que los requerimientos de reserva inercial se traducen en la operación de las unidades más grandes y económicas en puntos de operación distintos del óptimo económico, mientras que el delta de generación se suple con la operación de un mayor número de unidades convencionales de operación más costosa.
- La interacción entre la restricción (R.RI) y la restricción sobre tiempos mínimos en servicio y de apagado, motiva a la operación de manera continua a lo largo del día de centrales cuya operación, de otro modo, no sería necesaria, en particular durante las horas de alta disponibilidad de recurso energético variable. Debido a esta interacción, el predespacho obtenido con el IRC-UC obliga a tener un vertimiento de generación TGV en horas de alta disponibilidad de recurso energético.

Ambos factores contribuyen al encarecimiento de la operación cuando se consideran restricciones de respuesta inercial.

En relación a la seguridad del sistema en términos de estabilidad de frecuencia, en primer lugar se evidenció que, frente a una falla de igual magnitud durante horas de alta participación de TGV, el sistema operando según el IRC-UC tuvo una mejor respuesta en frecuencia que el sistema operando según el UC convencional, a pesar de que durante estas horas la restricción (R.RI) no se encontraba activa para ninguna unidad. Esto se debe al efecto provocado por la interacción entre las restricciones de respuesta inercial y las restricciones de tiempos mínimos en operación y fuera de servicio de cada unidad, consecuencia de lo cual se tiene un mayor número de unidades convencionales operando a cada hora. Este caso muestra la mejora en la respuesta inercial, producto del mayor número de unidades convencionales en operación, consecuencia de la restricción (R.RI).

Otra conclusión del trabajo es la mejora en la respuesta en frecuencia del sistema debido a los cambios en las consignas de potencia de las unidades más grandes y económicas. En particular para el caso de estudio, el programa de operación obtenido con el IRC-UC limitó la operación de la unidad U16 a aproximadamente la mitad del punto de operación obtenido con el UC convencional. En consecuencia, el desempeño del sistema frente a la peor contingencia desde el punto de vista de la estabilidad de frecuencia fue adecuado (operando según el IRC-UC). Sin embargo, para el caso del UC convencional se tuvieron excursiones de frecuencia que llegaron incluso por debajo los 48.5 Hz. Los resultados sirven para evidenciar la necesidad de considerar requerimientos adicionales sobre el modelo de UC convencional, de modo de garantizar una operación segura desde el punto de vista de estabilidad de frecuencia.

Finalmente, como conclusión general del trabajo, se encontró que la inclusión de requerimientos sobre la respuesta inercial, para los casos específicos estudiados, mejora la respuesta en frecuencia del sistema limitando el nivel de contingencias simples al cual se expone en su operación, a cambio de un sobre costo de la operación normal del sistema de un 4%, para el período en que se esperaría que los cambios introducidos por la formulación propuesta sean los más notorios. Por otro lado, dada las mejoras evidenciadas en la respuesta en frecuencia del sistema, se espera que el sistema operando según el IRC-UC tenga menores montos de energía no suministrada en la operación real del sistema y, por lo tanto, menores costos por este concepto. Con todo lo anterior, se espera que el costo total de definir los programas de operación con el IRC-UC a lo largo del año sean más cercanos o incluso menores al costo obtenido con el UC convencional.

8.2 Trabajo a futuro

A partir del trabajo realizado surgen distintas líneas de investigación que debieran ser abordadas a futuro. En primer lugar, se identifican distintas estrategias que podrían mejorar la metodología propuesta para determinar los requerimientos de respuesta inercial. Entre ellas:

- Proponer un modelo de ajuste de orden mayor al lineal, de modo de alcanzar una mayor representatividad. Si el modelo resultante resulta ser monótonamente creciente para desviaciones de frecuencia menores o iguales a 1 Hz, podría encontrarse directamente una cota para el cociente $\Delta P/H_{gen}$, con lo que con su

implementación en la formulación del UC podría hacerse sin que éste pierda la propiedad de ser un problema de programación lineal mixto.

- Proponer un modelo de ajuste que considere más variables explicativas, por ejemplo, el nivel de demanda previo las contingencias. De esta forma, el modelo puede recoger indirectamente el efecto de la inercia de las cargas y de la sensibilidad carga-frecuencia, lo que finalmente mejoraría su representatividad.
- Evaluar la representatividad de un modelo obtenido en base a datos históricos, frente a eventuales cambios en la topología de la red. Claramente los sistemas eléctricos están en constante evolución, por lo que cambios muy importantes en la topología de la red podrían causar problemas en la representatividad de este tipo de modelos.

Por otra parte se proponen diversas estrategias para mejorar la formulación de IRC-UC, como:

- Mejorar los tiempos de convergencia mediante la relajación de variables binarias en períodos de borde. Se espera que de esta forma, pueda reducirse considerablemente los tiempos de resolución para iguales períodos de estudio. Se propone también investigar las posibles diferencias en las soluciones óptimas encontradas en cada caso.
- Complementar la formulación del UC con la incorporación de requerimientos de reserva primaria y secundaria. Dentro de estos requerimientos, se puede considerar además del monto total de reserva, la capacidad de desplegarla dentro de períodos de tiempo adecuados.
- Formular modelo de UC estocástico con consideraciones de respuesta inercial. En la formulación presentada en este trabajo, la disponibilidad de generación variable así como la demanda fueron consideradas como determinísticas, lo que en la realidad no es así. Un modelo más completo de UC debería considerar la naturaleza estocástica de estas variables, de modo de poder garantizar una operación segura para las condiciones de operación más probables.

Finalmente, como posibles líneas de investigación nueva se identifican las siguientes:

- Realizar evaluación técnica económica respecto de las necesidad de incorporar requerimientos de respuesta inercial en sistemas eléctricos, considerando tanto probabilidades de tener desprendimiento de carga, como los costos de no suministro involucrados.
- Estudiar efectos de incorporar requerimientos de respuesta inercial sobre resultados económicos de generadores y cargas, junto con estudiar posibilidad de definir servicios complementarios de reserva inercial, de modo de que tanto generadores como cargas puedan contribuir a cumplir requerimientos sobre la respuesta inercial.

Capítulo 9

Bibliografía

- [1] P. Tielens y D. Van Hertem, «Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables,» de *IEEE Young Researchers Symposium in Electrical Power Engineering, 6th ed*, Delft, The Netherlands, 2012.
- [2] M. Li y J. D. McCalley, «Influence of Renewable Integration on Frequency Dynamics,» de *IEE Power and Energy General Meeting*, San Diego, CA, 2012.
- [3] G. Lalor, A. Mullane y M. O'Malley, «Frequency Control and Wind Turbine Technologies.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, p. 1905–1913, 2005.
- [4] J. H. Eto, J. Undrill, P. Mackin, R. Daschmans, B. Williams, H. Illian, C. Martinez, M. O'Malley, K. Coughlin y K. Hamachi LaCommare, «Use of Frequency Response Metrics to Assess the Planning and Operating Requirements for Reliable Integration of Variable Renewable Generation,» Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, 2010.
- [5] H. Chávez, R. Baldick y S. Sharma, «Governor Rate-Constrained OPF for Primary Frequency Control Adequacy,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 3, pp. 1473- 1480, 2014.
- [6] R. Doherty, G. Lalor y M. O'Malley, «Frequency Control in Competitive Electricity Market Dispatch,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, nº 3, pp. 1588-1596, 2005.
- [7] G. Zhang y J. McCalley, «Optimal Power Flow with Primary and Secondary Frequency Constraint,» de *North American Power Symposium (NAPS)*, Pullman, WA, 2014.
- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor, T. Van Cutsem y V. Vittal, «Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on

Stability Terms and Definitions,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, nº 3, pp. 1387-1401, 2004.

- [9] S. Sharma, S.-H. Huang y N. Sarma, «System Inertial Frequency Response Estimation and Impact of Renewable Resources in ERCOT Interconnection,» de *Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA, 2011.
- [10] A. Castillo, «Respuesta Inercial de Sistemas de Potencia con Grandes Inyecciones de Generación Fotovoltaica, Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico,» Universidad de Chile, Santiago, 2013.
- [11] C. Rahmann, *Apunte del curso EL7019 "Fenómenos dinámicos en redes eléctricas"*, Santiago, 2015.
- [12] A. Mullane y M. O'Malley, «The Inertial Response of Induction-machine-based Wind Turbines.,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, p. 1496–1503, 2005.
- [13] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw Hill, 1994.
- [14] N. Farrokhseresht, H. Chávez Oróstica y M. R. Hesamzadeh, «Determination of Acceptable Inertia Limit for Ensuring Adequacy under High Levels of Wind Integration,» de *11th International Conference on the European Energy Market (EEM)*, Krakow, 2014.
- [15] M. Milligan, P. Donohoo, D. Lew, E. Ela, B. Kirby, H. Holttinen, E. Lannoye, D. Flynn, M. O'Malley, N. Miller, P. B. Eriksen, A. Gøtting, B. Rawn, M. Gibescu, E. Gómez Lázaro, A. Robitaille y I. Kamwa, «Operating Reserve and Wind Power Integration: an International Comparison,» de *The 9th Annual International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power into Power Systems as well as on Transmission Network for Offshore Wind Power Plants Conference*, Québec, Canada, 2010.
- [16] North American Electric Reliability Corporation, «Industry Advisory: Generator Governor Frequency Response,» NERC, 2015.
- [17] CDEC SIC, «Habilitación de Instalaciones para Control de Frecuencia, Control de Tensión, EDAC y PRS,» CDEC SIC, 2011.

- [18] CDEC SING, «Estudio Control de Frecuencia y Determinación de Reservas,» CDEC SING, 2014.
- [19] F. Fernández-Bernal, I. Egido y E. Lobato, «Secondary Reserve Limitation to Wind Power Penetration in the Spanish Power System,» de *Innovative Smart Grid Technologies- Asia (ISTG Asia)*, Kuala Lumpur, 2014.
- [20] C. Rahmann y A. Castillo, «Fast Frequency Response Capability of Photovoltaic Power Plants: The Necessity of New Grid Requirements and Definitions,» *Energies*, vol. 7, pp. 6306-6322, 2014.
- [21] M. Yagami y J. Tamura, «Impact of High-Penetration Photovoltaic on Synchronous Generator Stability,» de *XXth International Conference on Electrical Machines (ICEM)*, Marseille, France, 2012.
- [22] S. Eftekharijad, V. Vittal, Thomas Heydt, G. B. Keel y J. Loehr, «Impact of Increased Penetration of Photovoltaic Generation on Power Systems,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, p. 893–901, 2013.
- [23] N. Ullah, T. Thiringer y D. Karlsson, «Temporary Primary Frequency Control Support by Variable Speed Wind Turbines— Potential and Applications,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 23, pp. 601-612, 2008.
- [24] X. Zhang, H. Li y Y. Wang, «Control of DFIG-based Wind Farms for Power Network Frequency Support,» de *IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Zhejiang, China, 2010.
- [25] Y. Xue y N. Tai, «Review of Contribution to Frequency Control Through Variable Speed Wind Turbine,» *Renew. Energy*, vol. 36, pp. 1671-1677, 2011.
- [26] H. Holttinen, M. Milligan, B. Kirby, T. Acker, V. Neimane y T. Molinski, «Using Standard Deviation as a Measure of Increased Operational Reserve Requirements for Wind Power,» de *Wind Engineering*, Multi-Science Publishing Company, 2008, pp. 355-378.
- [27] H. Holttinen, 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,» *IEEE Transactions on*

sustainable energy, vol. 3, nº 4, pp. 713-723, 2012.

- [28] H. Holttinen, B. Lemström, P. Meibom, H. Bindner, A. Orths, F. Van Hulle, C. Ensslin, A. Tiedemann, L. Hofmann, W. Winter, A. Tuohy, M. O'Malley, P. Smith, J. Pierik, J. Olav Tande, A. Estanqueiro, J. Ricardo, E. Gomez, L. Söder, G. Strbac, A. Shakoor, J. Charles Smith, B. Parsons, M. Milligan y Y.-h. Wan, «IEA Wind Task 25, Design and Operation of Power Systems With Large Amounts of Wind Power. State of the Art Report,» VTT, 2007.
- [29] H. Holttinen, «Hourly Wind Power Variations in the Nordic Countries,» *Wind Energy*, vol. 8, nº 2, 2005.
- [30] H. Holttinen, «Impact of Hourly Wind Power Variations on the System Operation in the Nordic Countries,» *Wind Energy*, vol. 8, pp. 197-218, 2005.
- [31] J. Kiviluoma, M. O'Malley, A. Tuohy, P. Meibom, M. Milligan, B. Lange, H. Holttinen y M. Gibescu, «Impact of Wind Power on the Unit Commitment, Operating Reserves, and Market Design,» de *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2011.
- [32] Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile, «Análisis ERNC del año 2011 y Factibilidad técnica de incorporar ERNC en los Sistemas Eléctricos Nacionales,» ACERA, 2011.
- [33] CDEC SING, «Efectos Técnicos-Económicos de la Integración de Energía Eólica y Solar en el SING,» CDEC SING, 2012.
- [34] L. Zeni, A. J. Rudolph, J. Münster-Swendsen, I. Margaris, A. D. Hansen y P. Sørensen, «Virtual Inertia for Variable Speed Wind Turbines,» *Wind Energy*, vol. 16, nº 8, pp. 1225-1239, 2012.
- [35] E. Muljadi, V. Gevorgian, M. Singh y S. Santoso, «Understanding Inertial and Frequency Response of Wind Power Plants,» de *IEEE Power Electronics and Machines in Wind Applications (PEMWA)*, Denver, CO, 2012.
- [36] A. Mullane y M. O'Malley, «Modifying the Inertial Response of Power-Converter Based Wind Turbine Generators,» de *The 3rd IET International Conference on Power Electronics, Machines and Drives*, Dublin, Ireland, 2006.

- [37] X. Wang, M. Yue y E. Muljadi, «PV Generation Enhancement with a Virtual Inertia Emulator to Provide Inertial Response to the Grid,» de *IEEE Energy Conversion Congress and Exposition*, Pittsburg, PA, USA, 2014.
- [38] H. Chávez, R. Baldick y S. Sharma, «Regulation Adequacy Analysis under High Wind Penetration Scenarios in ERCOT Nodal,» *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, nº 4, pp. 743-750, 2012.
- [39] H. Ahmadi y H. Ghasemi, «Security-Constrained Unit Commitment With Linearized System Frequency Limit Constraints,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, nº 4, pp. 1536-1545, 2014.
- [40] D. L. H. Aik, «A general-order system frequency response model incorporating load shedding: Analytic modeling and applications,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, nº 2, pp. 709-717, 2006.
- [41] CDEC SING, «Efectos técnico-económicos de la integración de energía eólica y solar en el SING: Escenario año 2017,» CDEC SING, Santiago, Chile, 2015.
- [42] CDEC SING, «CDEC SING,» 2015. [En línea]. Available: <http://cdec2.cdec-sing.cl>. [Último acceso: 07 07 2015].
- [43] Ministerio de Energía, «Renovables no convencionales,» [En línea]. Available: [http://antiguo.minenergia.cl/..](http://antiguo.minenergia.cl/)
- [44] CNE, «Fijación de precios de nudo de corto plazo,» Octubre 2014.
- [45] CDEC SING, «Informe de expansión sistema de transmisión SING preliminar V.1,» Agosto 2014.
- [46] VTT, «IEA Wind Task 25, Design and operation of power systems with large amounts of wind power,» 2007.
- [47] I. Egidio, F. Fernández-Bernal, P. Centeno y L. Rouco, «Maximum Frequency Deviation Calculation in Small Isolated Power Systems,» *IEEE Transactions on power systems*, vol. 24, nº 4, pp. 1731-1738, 2009.

- [48] I. Gowaid, A. El-Zawawi y M. El-Gammal, «Improved Inertia and Frequency Support from Grid-Connected DFIG Wind Farms,» de *IEEE/PES Power Systems Conference and Exposition (PSCE)*, Phoenix, AZ, 2011.
- [49] Y.-Z. Sun, Z.-S. Zhang, G.-j. Li y J. Lin, «Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration,» de *International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, Hangzhou, 2010.

Capítulo 10

Anexos

10.1 Proyectos de generación ERNC.

En la Tabla 10-1 se muestran los proyectos de generación ERNC considerados en [41] para el escenario E3. Para la construcción del escenario se considera la información disponible en [45] y se modifica la fecha de conexión de proyectos ERNC para cumplir con la capacidad instalada definida para el escenario.

Nombre	Año	Potencia [MW]	Curva de generación	Barra conexión
El Águila	2015	2	Pampa Camarones	El Águila 066
La Huayca	2015	9	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Pozo Almonte Solar 2	2015	7,5	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Pozo Almonte Solar 3	2015	16	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
Valle de los Vientos	2015	90	Calama	Calama 110
Arica Solar 1	2015	18	Pampa Camarones	Parinacota 066
San Pedro de Atacama I (')	2015	17	San Pedro	Calama 220
San Pedro de Atacama III (')	2015	30	San Pedro	Calama 220
San Pedro de Atacama IV (')	2015	24	San Pedro	Calama 220
La Huayca 2	2015	21	Pozo Almonte	Pozo Almonte 066
María Elena	2015	72	Crucero	Lagunas 220
PV_Arica	2015	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Encuentro(*)	2015	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
PV_Encuentro(*)	2015	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
PV_Lagunas	2015	70	Crucero	Lagunas 220
PV_Pozo	2015	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220

PV_Calama	2016	30	San Pedro	Calama 220
PV_Pozo	2016	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
PV_Condores	2016	40	Pozo Almonte	Cóndores 220
PV_Arica	2017	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Lagunas	2017	70	Crucero	Lagunas 220
Planta Solar Cerro Dominador	2018	110	TV convencional	Encuentro 220
PV_Nueva_Encuentro	2018	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
Eolico_Calama	2019	100	Calama	Calama 220
PV_Arica	2019	35	Pampa Camarones	Parinacota 220
PV_Pozo	2019	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
PV_Condores	2019	40	Pozo Almonte	Cóndores 220
PV_Andes	2020	100	San Pedro	Andes 220
PV_Nueva_Encuentro	2020	60	Crucero	Nueva Encuentro 220
PV_Pozo	2020	60	Pozo Almonte	Pozo Almonte 220
Total		1451,5		

Tabla 10-1 Proyectos de generación ERNC

Según lo indicado en [41], se estima que el proyecto Cerro Dominador tiene la capacidad para mantener potencia constante durante todo el año con la radiación registrada en su ubicación, por lo que considera como una turbina a vapor despachable.

10.2 Programa de operación, UC convencional

A continuación, se presenta el predespacho resultante para el día 7 de enero del 2017 al utilizar la formulación convencional del UC, presentada en el Capítulo 5.

Unidad \ Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
ANG1	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	180.4	150.0
ANG2	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	263.0	222.0	150.0
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COC2	258.0	263.0	263.0	240.0	199.5	216.9	168.0	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	132.0
CTH	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
CTM1	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0
CTM2	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0
CTTAR	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
KEL-TG1+0.5TV	154.8	168.8	157.9	154.8	154.8	0.0	0.0	0.0
KEL-TG2+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTO1	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
NTO2	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG3	10.0	28.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U12	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	65.0	65.0
U13	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	60.0
U14	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	90.0
U15	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	75.0
U16-TG+U16-TV	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0	178.0
Eol_Calama	0.0	0.0	18.1	42.0	46.6	64.1	82.0	83.4
PV_Crucero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.6	274.4
PV_Arica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	55.5
PV_Pozo Almonte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	142.0
PV_San Pedro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59.4	137.1

Tabla 10-2 Predespacho UC convencional, horas 1-8.

Unidad \ Hora	9	10	11	12	13	14	15	16
ANG1	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
ANG2	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COC2	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CTH	158.0	135.1	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CTM1	123.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
CTM2	154.0	154.0	152.0	90.0	94.9	90.0	90.0	90.0
CTTAR	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
KEL-TG1+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEL-TG2+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTO1	135.0	135.0	135.0	68.9	135.0	66.4	65.0	65.0
NTO2	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	75.2	105.2
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U12	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0
U13	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
U14	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
U15	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
U16-TG+U16-TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eol_Calama	36.1	2.2	18.2	29.1	47.2	80.3	131.9	148.7
PV_Crucero	360.9	397.5	410.3	413.9	417.5	419.4	419.8	413.2
PV_Arica	84.3	101.5	111.0	114.4	68.9	109.3	110.0	105.6
PV_Pozo Almonte	249.5	300.4	313.0	307.3	308.8	308.9	317.6	308.8
PV_San Pedro	165.5	177.4	184.2	186.0	186.3	186.4	184.2	178.6

Tabla 10-3 Predespacho UC convencional, horas 9-16.

Unidad \ Hora	17	18	19	20	21	22	23	24
ANG1	150.0	150.0	150.0	258.0	263.0	263.0	263.0	230.4
ANG2	150.0	150.0	150.0	216.0	263.0	263.0	263.0	263.0
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
COC2	168.0	168.0	168.0	241.3	256.2	256.3	241.4	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	100.0	100.0	100.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0
CTH	100.0	148.2	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
CTM1	90.0	90.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0
CTM2	90.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0
CTTAR	100.0	100.0	139.2	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
KEL-TG1+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEL-TG2+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTO1	68.9	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
NTO2	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	8.0
TG3	0.0	0.0	0.0	0.0	10.0	10.0	10.0	10.0
U12	65.0	65.0	65.0	80.0	80.0	80.0	80.0	65.0
U13	60.0	60.0	60.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
U14	90.0	90.0	90.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0
U15	75.0	75.0	75.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
U16-TG+U16-TV	0.0	0.0	178.0	350.0	350.0	350.0	350.0	350.0
Eol_Calama	165.3	153.3	163.2	109.1	52.3	26.8	4.3	0.0
PV_Crucero	395.6	348.4	215.0	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_Arica	88.8	78.4	50.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_Pozo Almonte	285.1	239.7	131.6	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_San Pedro	170.6	146.9	91.8	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 10-4 Predespacho UC convencional, horas 17-24.

10.3 Programa de operación, IRC-UC

A continuación, se presenta el predespacho resultante para el día 7 de enero del 2017 al utilizar la formulación propuesta para el IRC-UC, presentada en el Capítulo 5.

Unidad \ Hora	1	2	3	4	5	6	7	8
ANG1	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0	227.6	200.3	150.0
ANG2	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0	227.6	200.3	150.0
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	233.0	233.0	233.0	233.0	226.4	168.0	198.5	168.0
COC2	233.0	233.0	233.0	233.0	233.0	188.0	200.3	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0
CTH	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
CTM1	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0
CTM2	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0
CTTAR	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
KEL-TG1+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEL-TG2+0.5TV	206.8	213.3	206.9	170.8	154.8	154.8	0.0	0.0
NTO1	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
NTO2	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	8.0	30.5	8.0	8.0	8.0	0.0	8.0	8.0
TG3	28.0	28.0	28.0	28.0	10.0	0.0	0.0	10.0
U12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U13	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0	60.0
U14	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0	90.0
U15	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0	107.0
U16-TG+U16-TV	212.2	212.2	212.2	212.2	212.2	206.9	178.0	0.0
Eol_Calama	0.0	0.0	18.1	42.0	46.6	64.1	82.0	83.4
PV_Crucero	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	93.6	274.4
PV_Arica	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	11.6	55.5
PV_Pozo Almonte	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	33.2	142.0
PV_San Pedro	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	59.4	137.1

Tabla 10-5 Predespacho IRC-UC, horas 1-8.

Unidad \ Hora	9	10	11	12	13	14	15	16
ANG1	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
ANG2	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0	150.0
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
COC2	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CTH	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
CTM1	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
CTM2	124.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
CTTAR	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0	100.0
KEL-TG1+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KEL-TG2+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTO1	135.0	113.1	76.0	65.0	65.0	65.0	65.0	65.0
NTO2	135.0	135.0	135.0	65.0	88.9	65.0	65.0	65.0
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0	8.0
TG3	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
U12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U13	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0	60.0
U14	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0	90.0
U15	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0	75.0
U16-TG+U16-TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Eol_Calama	36.1	2.2	18.2	0.0	47.2	30.7	21.1	67.9
PV_Crucero	360.9	397.5	410.3	395.9	417.5	419.4	419.8	413.2
PV_Arica	84.3	101.5	111.0	114.4	68.9	109.3	110.0	105.6
PV_Pozo Almonte	249.5	300.4	313.0	307.3	308.8	308.9	317.6	308.8
PV_San Pedro	165.5	177.4	184.2	186.0	186.3	186.4	184.2	178.6

Tabla 10-6 Predespacho IRC-UC, horas 9-16.

Unidad \ Hora	17	18	19	20	21	22	23	24
ANG1	150.0	150.0	150.0	227.6	227.6	227.6	227.6	169.1
ANG2	150.0	150.0	150.0	216.0	227.6	227.6	227.6	227.6
CAVA	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6	2.6
CHAP	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1	10.1
COC1	168.0	168.0	168.0	200.9	227.6	227.6	222.6	168.0
COC2	168.0	168.0	168.0	168.0	177.7	177.8	168.0	168.0
Cerro Dominador	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0	110.0
CTA	100.0	100.0	156.2	157.0	157.0	157.0	157.0	157.0
CTH	100.0	100.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0	158.0
CTM1	90.0	90.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0	149.0
CTM2	90.0	90.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0	154.0
CTTAR	100.0	100.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0	140.0
KEL-TG1+0.5TV	0.0	0.0	0.0	154.8	154.8	154.8	154.8	154.8
KEL-TG2+0.5TV	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
NTO1	65.0	126.2	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
NTO2	65.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0	135.0
PAM	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0	17.0
SUTA	8.0	8.0	8.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
TG3	10.0	10.0	10.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U12	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
U13	60.0	60.0	60.0	80.0	80.0	80.0	80.0	80.0
U14	90.0	90.0	90.0	122.0	122.0	122.0	122.0	122.0
U15	75.0	75.0	75.0	116.0	116.0	116.0	116.0	116.0
U16-TG+U16-TV	0.0	0.0	0.0	178.0	206.9	206.9	206.9	206.9
Eol_Calama	118.2	153.3	163.2	109.1	52.3	26.8	4.3	0.0
PV_Crucero	395.6	348.4	215.0	17.5	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_Arica	88.8	78.4	50.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_Pozo Almonte	285.1	239.7	131.6	6.1	0.0	0.0	0.0	0.0
PV_San Pedro	170.6	146.9	91.8	3.5	0.0	0.0	0.0	0.0

Tabla 10-7 Predespacho IRC-UC, horas 17-24.