



UNIVERSIDAD DE CHILE
FACULTAD DE CIENCIAS FÍSICAS Y MATEMÁTICAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA ELÉCTRICA

CONTROL DE LA FRECUENCIA EN UNA RED CON GENERACIÓN EÓLICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

DIEGO ALESANDRO BAEZA AGUILERA

PROFESOR GUÍA:
OSCAR EDUARDO ORLANDO MOYA ARAVENA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO ERNESTO PALMA BEHNKE
DENINSON DAVID FUENTES DEL CAMPO

SANTIAGO DE CHILE
MAYO DE 2010

RESUMEN DE LA MEMORIA
PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA
POR: DIEGO BAEZA AGUILERA
FECHA: 03/05/2010
PROF. GUÍA: Sr. OSCAR MOYA A.

“CONTROL DE LA FRECUENCIA EN UNA RED CON GENERACIÓN EÓLICA”

Durante los últimos años, el país se ha visto enfrentado a escenarios energéticos complejos, en gran parte debido a la fuerte dependencia de recursos energéticos extranjeros como el petróleo y el gas natural. Por esta razón ha aumentado el número de proyectos eólicos, con el propósito de solucionar este problema y de esta forma contribuir a la operación segura del Sistema Interconectado Central.

El aumento de generación eólica conlleva cambios bruscos en la potencia activa inyectada a la red debido a la naturaleza del viento. Estas variaciones de potencia influyen directamente sobre la frecuencia del SIC, razón por lo cual se necesita un sistema de control que permita mantener esta variable dentro de los rangos establecidos en la normativa chilena.

El objetivo principal del presente trabajo es encontrar la cantidad de reserva en giro mínima, que permita realizar el control primario de frecuencia del sistema ante la desconexión de generación provocada por el funcionamiento de un parque eólico conectado al SIC.

La metodología desarrollada contempla tres etapas. En la primera, se determina la ubicación de los parques según criterios de nivel del régimen eólico y cercanía al sistema eléctrico. Mediante el uso de simulación dinámica en el software DigSilent PowerFactory®, en la segunda etapa se determina la mínima potencia de reserva en giro utilizada debido a la desconexión de partes del parque eólico, respetando los criterios de calidad y seguridad de servicio aplicados en el país. En la última etapa se establece la relación entre la generación desconectada del parque eólico y la reserva utilizada por el sistema.

Estos estudios arrojan los resultados para poder estimar la cantidad de la reserva en giro que deben mantener las centrales generadoras, para distintos niveles de penetración eólica en el SIC, de tal manera de suplir las variaciones de potencia que presenten los generadores eólicos y así, asegurar la regulación primaria de frecuencia. Además, se calcula el costo que tiene esta reserva para el funcionamiento del sistema.

A mi abuelita Sara

Agradecimientos

A mis padres que me han apoyado durante todo este tiempo. Sin su ayuda no habría podido enfrentar esta etapa de mi vida.

A mis hermanos que siempre me han ayudado y guiado en mis decisiones como estudiante. Sin sus consejos esto hubiese sido mucho más difícil.

A mi sobrino Benjamín que siempre me hace reír y ver el lado alegre de la vida. Desde que naciste has traído felicidad a mi hogar.

A mi polola que siempre me ha dado amor y cariño. Gracias por darme fuerzas para poder seguir adelante en los momentos difíciles. Te amo.

También quiero agradecer a mis amigos. Sin ellos la vida universitaria hubiese sido demasiado aburrida.

Finalmente, quiero darle las gracias a la persona que siempre me ayudó cuando era niño. Gracias abuelita. Siempre estarás en mi corazón.

Índice

ÍNDICE.....	1
CAPÍTULO 1 INTRODUCCIÓN	6
1.1. MOTIVACIÓN	6
1.2. ALCANCE	7
1.3. OBJETIVOS GENERALES	8
1.4. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	8
1.5. ESTRUCTURA DEL TRABAJO.....	9
CAPÍTULO 2 ESTABILIDAD Y CONTROL EN EL SIC CON GENERACIÓN EÓLICA.	10
2.1. ENERGÍA EÓLICA	10
2.1.1. <i>Mapa Eólico de Chile</i>	12
2.2. TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN EÓLICA	14
2.2.1. <i>Generador eólico de Inducción de velocidad fija</i>	14
2.2.2. <i>Máquina de Inducción doblemente alimentada (DFIG)</i>	15
2.2.3. <i>Máquina Síncrona de Imanes permanentes</i>	16
2.3. ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	17
2.3.1. <i>Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos</i>	18
2.4. NORMA TÉCNICA DE SEGURIDAD Y CALIDAD DE SERVICIO CHILENA.	19
2.4.1. <i>Rangos de Estabilidad según NTSyCS</i>	19
2.5. CONTROL DE FRECUENCIA EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	20
2.5.1. <i>Control Primario de Frecuencia (CPF)</i>	21
2.5.2. <i>Control Secundario de Frecuencia (CSF)</i>	21
2.6. RESERVA EN GIRO DE LAS CENTRALES GENERADORAS	21
2.7. ESQUEMA DE DESCONEXIÓN AUTOMÁTICA DE CARGA (EDAC).....	23
CAPÍTULO 3 DESCRIPCIÓN Y VALIDACIÓN DEL MODELO.....	25
3.1. DESCRIPCIÓN DEL MODELO.....	25
3.2. VALIDACIÓN DEL MODELO.....	26
3.2.1. <i>Estudio de frecuencia</i>	27
3.2.2. <i>Estudio de la reserva en giro</i>	30
CAPÍTULO 4 MODELO DEL PARQUE EÓLICO Y ESTUDIOS A REALIZAR	36

4.1. MODELO DEL PARQUE EÓLICO	36
4.2. ANÁLISIS SOBRE LA FRECUENCIA DEL SIC.....	37
4.2.1. <i>Análisis estático de la frecuencia</i>	38
4.2.2. <i>Análisis dinámico de la frecuencia</i>	38
4.3. CASOS DE ESTUDIO	41
4.3.1. <i>Parque eólico Pan de Azúcar</i>	41
4.3.2. <i>Parque eólico Quillota</i>	43
4.3.3. <i>Parque eólico Concepción</i>	44
CAPÍTULO 5 APLICACIÓN DE LOS MODELOS	46
5.1. RESULTADOS DEL ANÁLISIS ESTÁTICO DE LA FRECUENCIA.....	46
5.2. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DINÁMICO DE LA FRECUENCIA	49
5.2.1. <i>Resultados Parque eólico Pan de Azúcar</i>	49
5.2.2. <i>Resultados Parque eólico Quillota</i>	54
5.2.3. <i>Resultados Parque eólico Concepción</i>	59
CAPÍTULO 6 CONCLUSIONES.....	68
REFERENCIAS	71

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 2.1: ESTABILIDAD DE FRECUENCIA PARA RÉGIMEN PERMANENTE	20
TABLA 2.2: RANGOS DE RECUPERACIÓN DINÁMICA DE FRECUENCIA	20
TABLA 2.3: COSTO DE OPERACIÓN DEL SISTEMA EN FUNCIÓN DEL NIVEL DE RESERVA	22
TABLA 2.4: COSTO DE LA RESERVA EN GIRO	22
TABLA 2.5: ESQUEMA DE LIBERACIÓN DE CARGA POR BAJA FRECUENCIA.....	23
TABLA 3.1: FRECUENCIA DEL MODELO REDUCIDO EQUIVALENTE AL REAL.....	29
TABLA 5.1: CENTRALES GENERADORAS QUE PARTICIPAN EN EL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA (CPF)	46
TABLA 5.2: CENTRALES GENERADORAS UTILIZADAS EN EL MODELO QUE PARTICIPAN EN EL CPF	47
TABLA 5.3: POTENCIA TOTAL GENERADA Y CONSUMIDA DEL SISTEMA CASO PAN DE AZÚCAR	52
TABLA 5.4: POTENCIA DESCONECTADA Y RESERVA EN GIRO UTILIZADA POR EL SISTEMA PARA CASO PAN DE AZÚCAR	53
TABLA 5.5: POTENCIA TOTAL GENERADA Y CONSUMIDA DEL SISTEMA CASO QUILLOTA	57
TABLA 5.6: POTENCIA DESCONECTADA Y RESERVA EN GIRO UTILIZADA POR EL SISTEMA PARA CASO QUILLOTA.....	58
TABLA 5.7: POTENCIA TOTAL GENERADA Y CONSUMIDA DEL SISTEMA CASO CONCEPCIÓN.....	62
TABLA 5.8: POTENCIA DESCONECTADA Y RESERVA EN GIRO UTILIZADA POR EL SISTEMA PARA CASO CONCEPCIÓN.....	63
TABLA 5.9: COSTO DE LA RESERVA EN GIRO PARA EL CASO PAN DE AZÚCAR	65
TABLA 5.10: COSTO DE LA RESERVA EN GIRO PARA EL CASO QUILLOTA.....	65
TABLA 5.11: COSTO DE LA RESERVA EN GIRO PARA EL CASO CONCEPCIÓN.....	66

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 2.1: GENERADOR EÓLICO USADO EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA	10
FIGURA 2.2: VARIACIÓN DE FRECUENCIA DEBIDO A PARQUE EÓLICO	11
FIGURA 2.3: DISTRIBUCIÓN DE FRECUENCIA DE UN SISTEMA DURANTE UNA SEMANA.....	11
FIGURA 2.4: VARIACIÓN DE LA POTENCIA EN FUNCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES.....	12
FIGURA 2.5: MAPA EÓLICO CORRESPONDIENTE AL SIC	13
FIGURA 2.6: MÁQUINA DE INDUCCIÓN DE VELOCIDAD FIJA.	14
FIGURA 2.7: MÁQUINA DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADA.	15
FIGURA 2.8: MÁQUINA SINCRÓNICA DE IMANES PERMANENTES.....	16
FIGURA 2.9: TIPOS DE ESTABILIDAD EN SISTEMAS ELÉCTRICOS DE POTENCIA.....	17
FIGURA 3.1: MODELO REDUCIDO DEL SIC EN DIGSILENT.....	26
FIGURA 3.2: FRECUENCIA EN MODELO COMPLETO DEL SIC ANTE DESCONEXIÓN DE 370 [MW]	27
FIGURA 3.3: FRECUENCIA EN MODELO REDUCIDO DEL SIC ANTE DESCONEXIÓN DE 370 [MW]	28
FIGURA 3.4: TOTAL DE GENERACIÓN Y CONSUMO PARA MODELO COMPLETO DEL SIC ANTE DESCONEXIÓN DE 370 [MW]	31
FIGURA 3.5: RESUMEN TOTAL DE POTENCIA ANTES DE LA DESCONEXIÓN DE NEHUENCO II PARA EL MODELO REDUCIDO	32
FIGURA 3.6: RESUMEN TOTAL DE POTENCIA FINALIZADA LA SIMULACIÓN PARA EL MODELO REDUCIDO.	33
FIGURA 3.7: POTENCIA DE LAS MAQUINAS ENCARGADAS DEL CONTROL PRIMARIO DE FRECUENCIA	34
FIGURA 3.8: ÁNGULO DEL ROTOR CON RESPECTO AL ÁNGULO DE LA MÁQUINA DE REFERENCIA	34
FIGURA 4.1: MODELO DEL PARQUE EÓLICO	37
FIGURA 4.2: DIAGRAMA PROCEDIMIENTO PARA ANÁLISIS DINÁMICO DE FRECUENCIA	40
FIGURA 4.3: BARRA PAN DE AZÚCAR 220 [KV] DEL SIC.....	42
FIGURA 4.4: PARQUE EÓLICO CONECTADO A BARRA PAN DE AZÚCAR DEL MODELO REDUCIDO	42
FIGURA 4.5: BARRA QUILLOTA 220 [KV] DEL SIC.....	43
FIGURA 4.6: PARQUE EÓLICO CONECTADO A BARRA QUILLOTA DEL MODELO REDUCIDO	43

FIGURA 4.7: BARRA CONCEPCIÓN 220 [KV] DEL SIC.....	44
FIGURA 4.8: PARQUE EÓLICO CONECTADO A BARRA CONCEPCIÓN DEL MODELO REDUCIDO	45
FIGURA 5.1: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE PAN DE AZÚCAR 50 Y 100 [MW]	49
FIGURA 5.2: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE PAN DE AZÚCAR 150 Y 200 [MW]	50
FIGURA 5.3: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE PAN DE AZÚCAR 250 Y 300 [MW]	51
FIGURA 5.4: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE PAN DE AZÚCAR 350 Y 400 [MW]	51
FIGURA 5.5: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE PAN DE AZÚCAR 450 Y 500 [MW]	52
FIGURA 5.6: RESERVA EN GIRO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DESCONECTADA PARA EL PARQUE PAN DE AZÚCAR 54	
FIGURA 5.7: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE QUILLOTA 50 Y 100 [MW]	55
FIGURA 5.8: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE QUILLOTA 150 Y 200 [MW]	55
FIGURA 5.9: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE QUILLOTA 250 Y 300 [MW]	56
FIGURA 5.10: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE QUILLOTA 350 Y 400 [MW]	56
FIGURA 5.11: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE QUILLOTA 450 Y 500 [MW]	57
FIGURA 5.12: RESERVA EN GIRO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DESCONECTADA PARA EL PARQUE QUILLOTA	59
FIGURA 5.13: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE CONCEPCIÓN 50 Y 100 [MW].....	60
FIGURA 5.14: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE CONCEPCIÓN 150 Y 200 [MW].....	60
FIGURA 5.15: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE CONCEPCIÓN 250 Y 300 [MW].....	61
FIGURA 5.16: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE CONCEPCIÓN 350 Y 400 [MW].....	61
FIGURA 5.17: FRECUENCIA ANTE DESCONEXIÓN DEL PARQUE CONCEPCIÓN 450 Y 500 [MW].....	62
FIGURA 5.18: RESERVA EN GIRO EN FUNCIÓN DE LA POTENCIA DESCONECTADA PARA EL PARQUE CONCEPCIÓN...	64
FIGURA 5.19: COSTOS DE RESERVA EN GIRO PARA LOS TRES CASOS.	66

Capítulo 1 Introducción

1.1. Motivación

Durante los últimos años, el país se ha visto enfrentado a escenarios energéticos complejos, en gran parte debido a la fuerte dependencia de recursos energéticos extranjeros como el petróleo y el gas natural. Es por esto que nace la necesidad de diversificar la matriz energética nacional.

Debido a esta necesidad de diversificación y tomando en cuenta que Chile posee un gran potencial de recursos renovables aun no explotados, el gobierno ha apoyado la iniciativa de fortalecer la matriz energética mediante la promulgación de la Ley 20.257, que promueve la instalación de centrales basadas en Energías Renovables No Convencionales (ERNC), como son la energía eólica, solar, maremotriz, geotérmica, etc.

A nivel mundial, la energía eólica es una de las fuentes de generación alternativa que presenta un mayor desarrollo tecnológico respecto a las otras fuentes de ERNC. Sin embargo, la instalación de parques eólicos trae consigo ciertos inconvenientes en su operación dentro de un sistema eléctrico.

Estos inconvenientes surgen de la gran variabilidad del viento lo cual se refleja en una alta variación de la potencia activa generada por el parque eólico. Al ocurrir una alta variación de la potencia generada que se inyecta al sistema interconectado, se produce una gran inestabilidad de la frecuencia eléctrica.

De lo anterior, nace la principal motivación de este trabajo de título, el cual consiste en conocer la cantidad de reserva en giro necesaria para mantener la frecuencia dentro de los márgenes establecidos para el Sistema Interconectado Central (SIC).

1.2. Alcance

Este trabajo de título se basa en la simulación dinámica de un parque eólico conectado a un modelo reducido del SIC, mediante el uso del software DigSilent PowerFactory 13.2®. El parque eólico utilizado consiste en dos generadores sincrónicos que suman una potencia activa de 500 [MW]. Aunque los generadores eólicos sincrónicos son los menos utilizados, se usa este tipo de maquinas para realizar las simulaciones por motivos de software.

El diseño del parque eólico se hace de esta forma con la finalidad de poder desconectar una parte del parque eólico y que la otra pueda seguir en funcionamiento. El objetivo es desconectar escalones de generación del parque eólico, simulando de esta forma el peor escenario posible de funcionamiento. Los escalones de desconexión son de 50 [MW]

El modelo reducido del SIC abarca desde Taltal en la tercera región hasta la isla de Chiloé y está compuesto de 50 barras. Además se modela el sistema de transmisión desde los 500 [kV] hasta barras de generación de 13,8 [kV].

El trabajo se divide en dos partes: la primera, es validar el modelo reducido del SIC utilizado mediante la comparación con estudios realizados por el Centro de Despacho Económico de Carga (CDEC) del SIC [15]; la segunda, consiste en conectar el parque eólico al SIC y realizar simulaciones dinámicas luego de desconectar los escalones de generación antes descritos, para lograr apreciar así la variación de la frecuencia y calcular la reserva en giro que necesita el sistema.

El estudio se realiza sin considerar la desconexión de consumos mediante el uso de Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga (EDAC) [17] ya que el funcionamiento del parque eólico dentro del sistema no debe considerarse como una contingencia.

Finalmente, se encuentra la relación entre la potencia desconectada por el parque eólico y la reserva que utiliza el sistema para mantener la frecuencia dentro del rango permitido. Además, se calcula el valor de la reserva en giro que utiliza el sistema para cada escalón desconectado del parque eólico.

1.3. Objetivos Generales

El objetivo general de este trabajo de título es encontrar la cantidad de reserva en giro mínima, que permita realizar el control primario de frecuencia del sistema ante la desconexión de generación provocada por el funcionamiento de un parque eólico conectado al SIC.

1.4. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

- Conocer el estado del arte en el desarrollo de tecnologías de generación eólica.
- Determinar zonas de alto potencial eólico para la instalación de los parques eólicos.
- Validar el modelo reducido del SIC con que se realiza el estudio.
- Realizar un análisis estático de la frecuencia ante la salida de un parque eólico.
- Desarrollar una metodología para encontrar la reserva en giro que necesita el sistema ante la variación de generación.
- Encontrar el costo de la reserva en giro necesaria para que el sistema mantenga la frecuencia dentro de los rangos permitidos.
- Evaluar distintos escenarios de penetración eólica.

1.5. Estructura del trabajo

La memoria se encuentra organizada en 6 capítulos, en el primero se presentan las motivaciones, el alcance, los objetivos y la estructura del trabajo.

El capítulo 2, corresponde a una revisión bibliográfica donde se recopilan los antecedentes relacionados con el tema en estudio. Este capítulo consta principalmente con información relacionada con los tipos de generadores eólicos, métodos de control de sistemas interconectados y las normas relacionadas al tema.

En el capítulo 3 se describe el modelo del SIC utilizado y se realiza la validación de este mediante un análisis de frecuencia y otro de la reserva en giro.

El capítulo 4, corresponde a una descripción del modelo del parque eólico que se utiliza en el trabajo. Además se describen los estudios a realizar sobre la frecuencia del sistema y se definen los tres casos a simular.

En el quinto capítulo se presentan los resultados obtenidos para cada caso de estudio. Además se analizan los valores obtenidos.

El capítulo 6 corresponde a las conclusiones finales de este trabajo de título. Además se establecen posibles estudios futuros a realizar.

Finalmente, se encuentran las referencias bibliográficas utilizadas en el desarrollo del trabajo.

Capítulo 2 Estabilidad y control en el SIC con generación eólica.

2.1. Energía Eólica

La energía eólica depende de la velocidad del viento, el cual es altamente variable tanto temporal como geográficamente. Por esta razón es difícil predecir con exactitud la factibilidad económica de los proyectos eólicos.

Sin embargo, con la ayuda de la meteorología y el uso de mapas eólicos se pueden conocer los lugares donde el viento presenta condiciones más favorables para la instalación de parques eólicos. Además de poder predecir de manera diaria el comportamiento del viento y de esta forma coordinar el despacho de la potencia eléctrica generada [1].



Figura 2.1: Generador eólico usado en sistemas eléctricos de potencia

Aunque se puede predecir el comportamiento diario, es imposible conocer las variaciones debido a turbulencias que ocurren durante el funcionamiento del parque en su operación diaria.

Es por esto que la conexión de un parque eólico trae consigo fluctuaciones instantáneas de la potencia inyectada al sistema, las cuales repercuten directamente sobre la frecuencia [2].

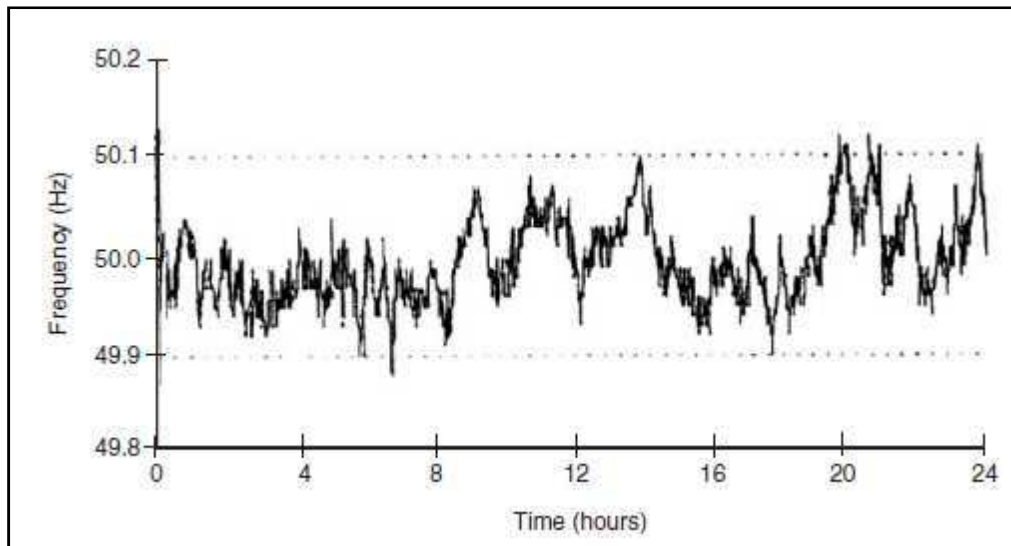


Figura 2.2: Variación de frecuencia debido a parque eólico

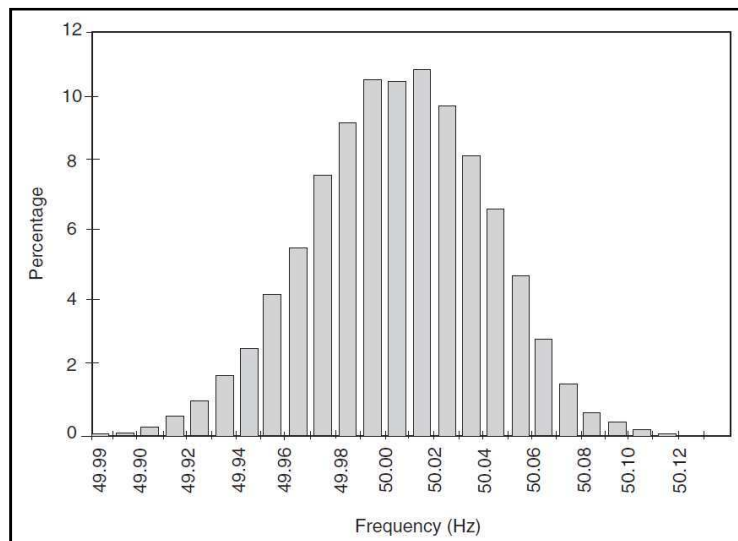


Figura 2.3: Distribución de frecuencia de un sistema durante una semana

Asimismo, cabe señalar que al ser estos generadores de baja potencia, se agrupa una gran cantidad de unidades en un solo lugar para lograr una mayor potencia y estabilidad, para luego

conectarlos directamente a los sistemas de transmisión. Estos son los llamados Parques Eólicos [3].

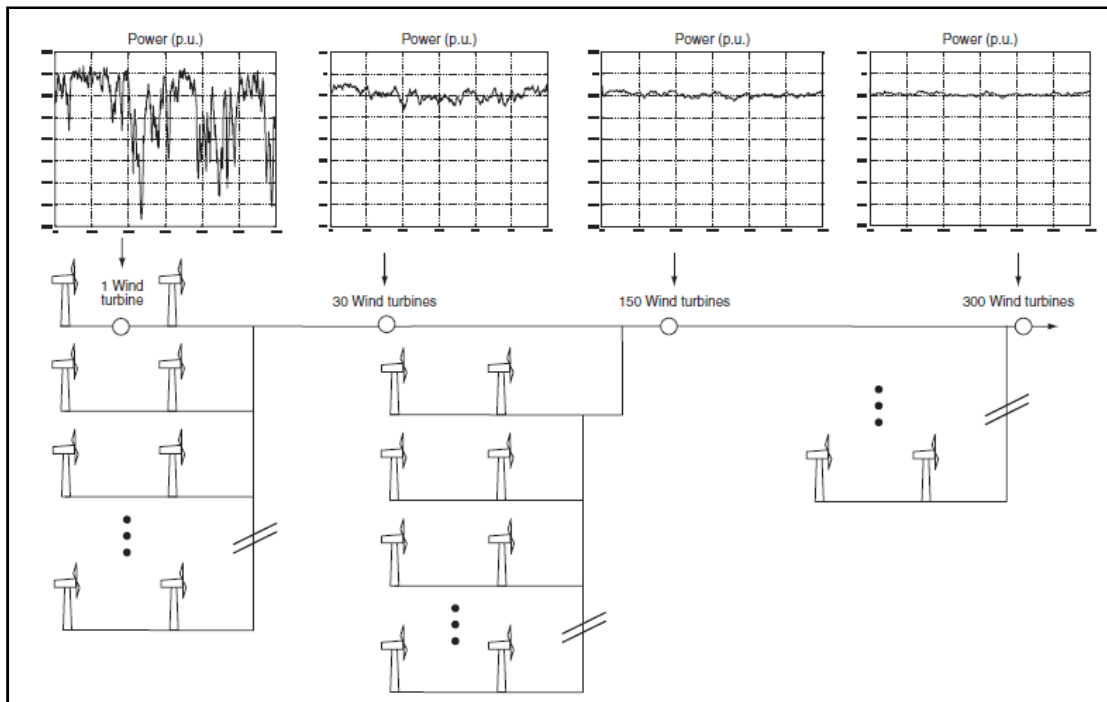


Figura 2.4: Variación de la potencia en función del número de unidades

En la Figura 2.4 se aprecia cómo la potencia generada por el parque eólico se vuelve más estable al aumentar la cantidad de aerogeneradores, logrando así reducir las variaciones de la potencia entregada por el parque eólico.

2.1.1. Mapa Eólico de Chile

A continuación, se muestra el mapa eólico chileno [4] correspondiente a la zona centro del país donde se ubica la mayor parte del sistema interconectado central. En este se muestra la velocidad promedio que alcanza el viento para cada sector.



Figura 2.5: Mapa eólico correspondiente al SIC

De la figura 2.5 se aprecia que los sectores más favorables para la instalación de parques eólicos corresponden a la cuarta, quinta y la octava regiones donde se tienen las mayores velocidades del viento y el SIC cuenta con subestaciones cercanas a estos lugares con la finalidad de conectar los parques eólicos.

2.2. Tecnologías de Generación Eólica

Con el aumento de la energía eólica a través de los años, es razonable que la tecnología de los generadores y por ende de los parques, haya ido evolucionando en el tiempo. Generadores más sofisticados, que no perjudican demasiado al sistema con las fluctuaciones de potencia propias de los parques eólicos, parece ser la tendencia que se observa en donde se tiene una alta penetración de este tipo de energía [5].

En la actualidad existe una gran variedad de tecnologías de generadores eólicos, pero las de mayor uso a nivel internacional son [19][21]:

- Generador eólico de inducción de velocidad fija
- Generador eólico de inducción doblemente alimentado (DFIG)
- Generador eólico sincrónico de imán permanente

2.2.1. Generador eólico de Inducción de velocidad fija

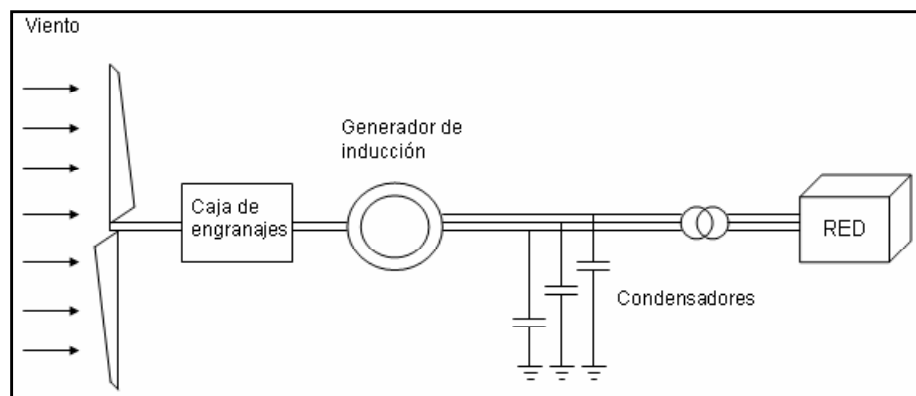


Figura 2.6: Máquina de inducción de velocidad fija.

Estos aerogeneradores se conectan directamente a la red a través de un sistema de caja de engranajes (amplificadora) entre los sistemas de ejes de alta y baja velocidad. Es un generador sencillo, de fácil control y por ello, tiene un bajo costo en el mercado.

Los generadores de inducción siempre demandan potencia reactiva para mantener el acople magnético entre el rotor y el estator, la cual debe ser abastecida ya sea por la red eléctrica, o a través de la instalación de equipos de compensación como bancos de condensadores o equipos de electrónica de potencia [6].

Debido a que estos generadores se encuentran conectados directamente a la red, existe un importante problema en cuanto a las variaciones de potencia activa y reactiva a causa de la variación del viento, por lo que se requiere la existencia de otras centrales con reserva en giro para suplir la potencia ante cualquier salida del parque. Es por esto, que este tipo de generador es el que presenta mayores problemas a la red eléctrica si no se tiene una adecuada compensación.

2.2.2. Máquina de Inducción doblemente alimentada (DFIG)

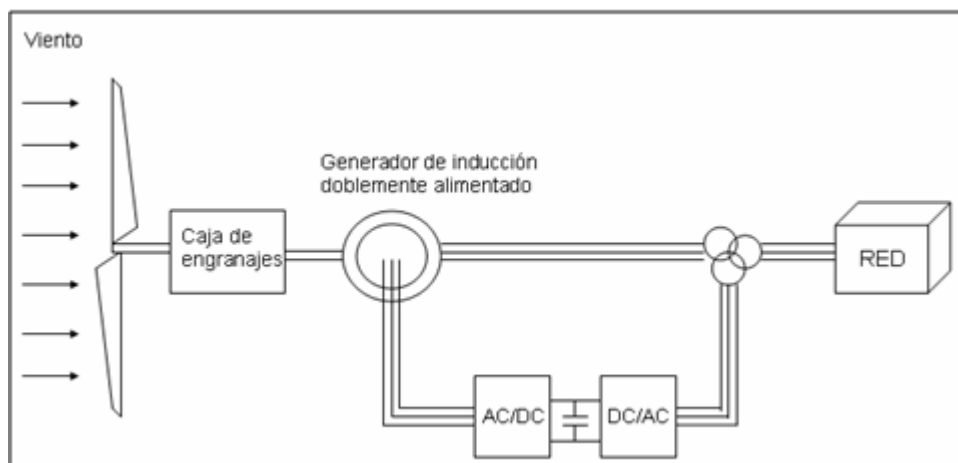


Figura 2.7: Máquina de inducción doblemente alimentada.

En estos generadores, el circuito del estator se encuentra conectado directamente a la red, mientras que el circuito del rotor se conecta mediante un convertidor electrónico de potencia.

Este generador eólico se ha vuelto bastante popular, debido a que la potencia que pasa por el convertidor es sólo una parte de la potencia nominal (20 - 30%), por lo tanto, las pérdidas en el convertidor electrónico de potencia son reducidas, comparado con un sistema en donde se debe convertir la potencia total [7]. Además, debido a esto, el costo del convertidor se reduce ya que es de menor tamaño.

En general, los generadores eólicos de velocidad variable permiten reducir las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión a la red y permiten tener un control independiente de la potencia activa y reactiva que se entrega [6]. Otra ventaja es que se puede ajustar la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento, de tal forma que la eficiencia aerodinámica sea la óptima. Además, con un control adecuado, permite darle mayor inercia al sistema [8].

2.2.3. Máquina Síncrona de Imanes permanentes

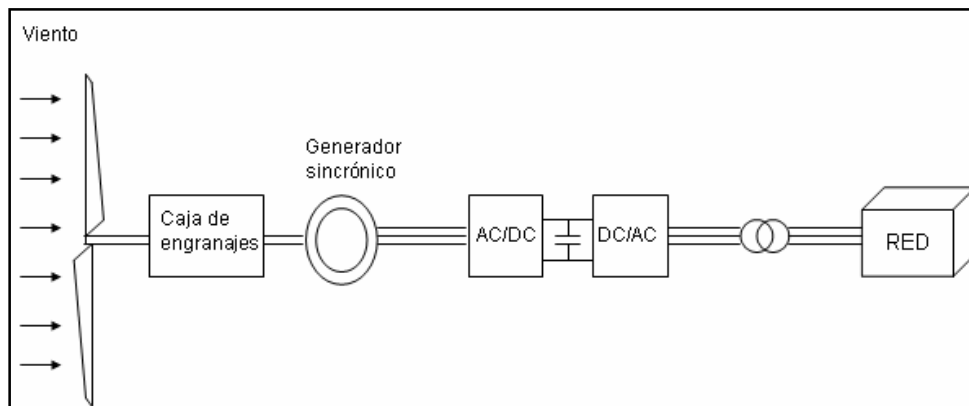


Figura 2.8: Máquina síncrona de imanes permanentes.

Las máquinas síncronas suelen ser muy grandes debido a su gran número de polos, tamaño que se ve reducido si se incorpora una caja de engranajes para que aumente su velocidad.

El generador sincrónico multipolo de imanes permanentes (PMG) es por lo general de una mayor eficiencia, y más compacto que las máquinas de excitación continua. Sin embargo, son más costosas y requieren de complejos rectificadores ya que los más simples no permiten control de reactivos o de tensión [10].

Este tipo de generador se encuentra completamente aislado de la red, ya que toda la potencia pasa por un convertidor, el cual por esta misma razón, es de mayor tamaño y más costoso.

2.3. Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia.

La estabilidad de un Sistema Eléctrico de Potencia consiste en su capacidad, dado un punto de operación inicial, para seguir en funcionamiento luego de ser sujeto a una perturbación, manteniendo todas las variables del sistema dentro de un rango aceptable [11].

La estabilidad del sistema se clasifica según las tres variables de interés que la determinan, y a la vez están subdivididas según la magnitud de la perturbación y sus constantes de tiempo.

Las variables de interés para el estudio de estabilidad del sistema eléctrico son; las excursiones angulares de los rotores de los generadores sincrónicos conectados al sistema (Estabilidad angular), la tensión en las barras (Estabilidad de Tensión) y la frecuencia (Estabilidad de Frecuencia). A continuación, se muestra un diagrama que clasifica la estabilidad de los sistemas eléctricos [12].

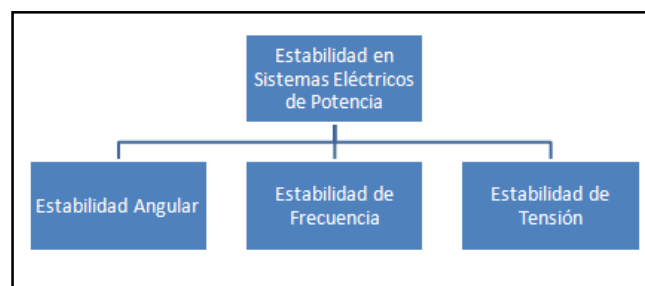


Figura 2.9: Tipos de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia

2.3.1. Clasificación de la estabilidad en Sistemas Eléctricos.

A Continuación se explican brevemente los distintos tipos de estabilidad antes mencionados.

a) Estabilidad Angular

La estabilidad angular se refiere a la capacidad de mantener el sincronismo de todas las maquinas síncronas conectadas a una misma red, luego de una perturbación. Esto corresponde a mantener el balance entre el torque electromagnético y el torque mecánico de la máquina síncrona. La inestabilidad angular se debe entonces a un desequilibrio entre las fuerzas electromagnéticas y las mecánicas aplicadas a la máquina.

La estabilidad angular se subdivide en dos fenómenos:

- Estabilidad de pequeña señal
- Estabilidad transitoria.

b) Estabilidad de Frecuencia

La estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de un rango cercano a la frecuencia nominal de 50 [Hz] en el caso del Sistema Interconectado Central. Esto se logra manteniendo el balance entre la potencia activa generada y consumida.

La inestabilidad se puede producir debido a oscilaciones no amortiguadas de la frecuencia lo cual puede terminar en las desconexiones de centrales o cargas del sistema.

La estabilidad de frecuencia a corto plazo está asociada a salidas intempestivas de centrales generadoras o cambios bruscos en la demanda, lo cual puede causar desequilibrios inestables para el sistema provocando la desconexión de más elementos. En cambio la estabilidad de

frecuencia en el largo plazo se debe a descoordinaciones de control y protecciones, o falta de reservas de potencia activa en el sistema para realizar la regulación secundaria de frecuencia y así restablecer el equilibrio.

c) Estabilidad de Tensión

La estabilidad de tensión es la capacidad del sistema de mantener la tensión dentro de un rango preestablecido en todas las barras del sistema, luego de sucedida una falla. La inestabilidad de tensión ocurre cuando existe una constante reducción o aumento descontrolado de la tensión en las barras de un área. El principal factor causante de la inestabilidad de tensión es el desequilibrio de los reactivos en el sistema.

2.4. Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio Chilena.

Los rangos de estabilidad de las variables de interés varían según cada sistema interconectado y dependen de sus características, las más importantes son el tamaño del sistema, la matriz energética, y si es un sistema radial o enmallado [13].

La Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS) [14] establece los criterios y rangos en los cuales un sistema interconectado debe operar en estado normal y después de una perturbación.

2.4.1. Rangos de Estabilidad según NTSyCS

A continuación se muestran los rangos dentro de los cuales se debe mantener la frecuencia eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC) para los distintos casos de operación debido a contingencias.

Tabla 2.1: Estabilidad de frecuencia para régimen permanente

Estándares Frecuencia	Límite Inferior	Limite Superior
Estado Normal	49,8 [Hz]	50,2 [Hz]
Estado Alerta	49,8 [Hz]	50,2 [Hz]
Estado Emergencia	49,5 [Hz]	50,5 [Hz]

Tabla 2.2: Rangos de recuperación dinámica de frecuencia

Recuperación Dinámica	Frecuencia Mínima	Duración Máxima
Sistema Troncal	48,3 [Hz]	0 [s]
Sistema Subtransmisión	48,3 [Hz]	200 [ms]

Las tablas 2.1 y 2.2 establecen claramente el rango en el cual puede variar la frecuencia, esto es de gran importancia ya que debido al tipo de generación que se estudia, se tiene una importante fluctuación de esta variable.

2.5. Control de Frecuencia en Sistemas Eléctricos de Potencia

Como se explica en los puntos anteriores, a causa de la variación del viento, las tecnologías de generación eólica tienen el problema fundamental de no ser tecnologías de generación constante. Es por este motivo que al introducir este tipo de generadores a cualquier sistema eléctrico de potencia, se debe contar con métodos de control de frecuencia.

El control de frecuencia consiste en el conjunto de acciones destinadas a mantener la frecuencia de operación dentro de una banda predefinida en torno a la frecuencia de referencia, corrigiendo los desequilibrios instantáneos entre la potencia generada y la potencia demandada en el sistema interconectado.

A continuación se explican los dos tipos de control de frecuencia más utilizados dentro de un sistema interconectado [14]:

2.5.1. Control Primario de Frecuencia (CPF)

Consiste en la acción de control ejercida rápidamente sobre la frecuencia de un sistema interconectado a través de equipos instalados en las unidades generadoras que permiten modificar en forma automática su producción.

Este tipo de control se lleva a cabo utilizando la reserva en giro de las centrales generadoras, esta reserva corresponde al margen de potencia disponible entre la potencia de despacho y la potencia máxima de todas las unidades en operación.

2.5.2. Control Secundario de Frecuencia (CSF)

Es la acción manual o automática destinada a compensar el error final de frecuencia resultante de la acción del CPF que ejercen los controladores de velocidad de las unidades generadoras dispuestas para tal fin. El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos, no pudiendo exceder los 15 minutos, y a su vez debe ser sostenible durante 30 minutos [14]. Es función del CSF restablecer la frecuencia del SI en su valor nominal, permitiendo a las unidades generadoras participantes del CPF restablecer su producción de acuerdo al orden económico del despacho.

2.6. Reserva en giro de las centrales generadoras

La reserva en giro corresponde a la potencia que dispone el sistema interconectado para realizar el control primario de frecuencia, se define como la diferencia entre la potencia de despacho y la potencia máxima disponible de todas las unidades en operación que participan del CPF.

Para realizar el CPF se necesita definir una cantidad de reserva en giro lo cual conlleva un funcionamiento del sistema fuera del óptimo económico. A continuación se muestra el costo de operación anual esperado del sistema en función del nivel de reserva para el CPF [15].

Tabla 2.3: Costo de operación del sistema en función del nivel de reserva

Reserva [MW]	Costo de operación del sistema [Millones de US\$/año]
0	536,65
20	536,66
40	536,68
60	536,73
80	536,79
100	536,87
120	536,98
140	537,10
160	537,24
180	537,40
200	537,58
220	537,78
240	538,00
260	538,24

De la Tabla 2.3 se puede calcular el costo de la reserva en giro, esta se muestra a continuación.

Tabla 2.4: Costo de la reserva en giro

Reserva [MW]	Costo de reserva [Millones de US\$/año]
0	0
20	0,01
40	0,03
60	0,08
80	0,14
100	0,22
120	0,33
140	0,45
160	0,59
180	0,75

200	0,93
220	1,13
240	1,35
260	1,59

2.7. Esquema de Desconexión Automática de Carga (EDAC)

Los EDAC corresponden a bloques o escalones de carga que mediante relés de baja frecuencia tienen como finalidad desconectar una cantidad establecida de demanda minimizando la energía no suministrada (ENS). De esta forma se puede establecer un equilibrio en la frecuencia cuando la reserva en giro no es suficiente para mantener la frecuencia del sistema dentro de los márgenes establecidos por la NTSyCS.

El número de escalones del EDAC que minimiza la energía no suministrada está compuesto de seis escalones [17].

Tabla 2.5: Esquema de liberación de carga por baja frecuencia

Ajuste escalones [Hz]	Operación
49,00 (-0,6 Hz/seg)	Por $\Delta f/\Delta t$, supervisado por frecuencia absoluta
48,90	Por frecuencia absoluta
48,80 (-0,6 Hz/seg)	Por $\Delta f/\Delta t$, supervisado por frecuencia absoluta
48,70	Por frecuencia absoluta
48,50	Por frecuencia absoluta
48,30	Por frecuencia absoluta

De la Tabla 2.5 se aprecia que la salida de una parte del parque eólico no debe provocar una disminución de la frecuencia del sistema mayor a 1 [Hz] ya que el funcionamiento del parque eólico no debe accionar ningún escalón del EDAC por baja frecuencia.

Esta restricción se aplica debido a que las salidas del parque eólico no deben considerarse como contingencias dentro del funcionamiento del sistema interconectado, razón por la cual no es necesario desconectar carga.

Por lo anterior, para este estudio se considera que la frecuencia no debe disminuir más allá de los 49 [Hz] cuando esté operando el parque eólico dentro del sistema interconectado.

Capítulo 3 Descripción y validación del modelo.

Para obtener simulaciones confiables es necesario validar el modelo con que se realiza el estudio. Existen múltiples formas de hacerlo, puede ser analíticamente, por comparación con mediciones reales o simplemente utilizando resultados validados en la literatura.

Como no se cuenta con valores reales acerca de la variación de la frecuencia del SIC, se procede a hacer la validación utilizando estudios hechos por la Dirección de Operaciones del CDEC-SIC [15][17].

3.1. Descripción del Modelo

El modelo utilizado corresponde a una simplificación del Sistema Interconectado Central, diseñado para simularse mediante el uso del software DigSilent PowerFactory 13.2®. Este modelo reducido está compuesto de 50 barras, donde se conectan los distintos consumos y centrales generadoras que componen el SIC.

El modelo está compuesto principalmente de las siguientes partes:

- 56 Centrales Generadoras.
- 27 Consumos.
- 24 Compensadores de reactivos.
- 68 Líneas de Transmisión.
- 17 Transformadores de Tensión

En la Figura 3.1 se muestra el modelo reducido utilizado para realizar el estudio.

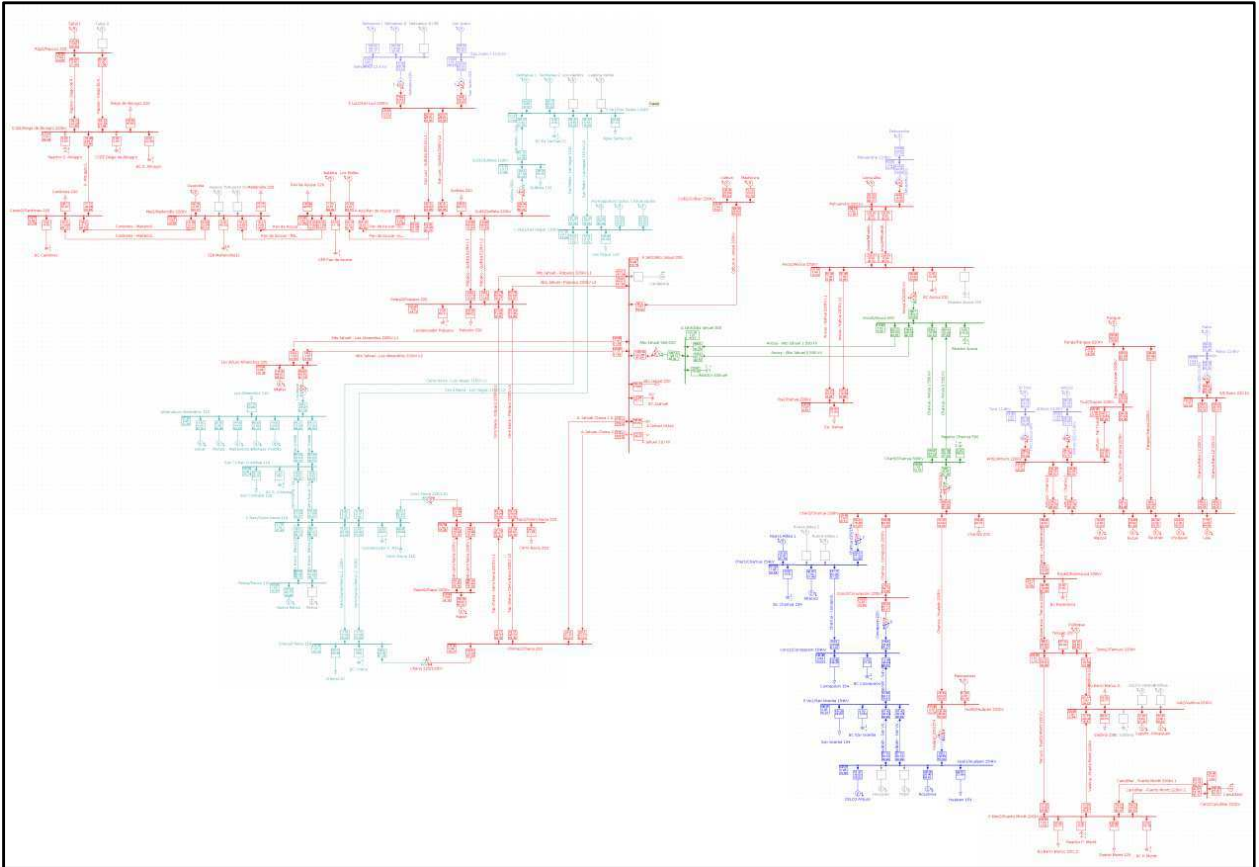


Figura 3.1: Modelo reducido del SIC en DigSilent

Otra característica importante del modelo utilizado es la cantidad de potencia demandada, este valor es 5623,25 [MW], de los cuales 5454,65 [MW] corresponden a la potencia utilizada por los consumos y 168,6 [MW] a las pérdidas sufridas en el sistema de transmisión.

3.2. Validación del modelo

La validación del modelo reducido se realiza mediante dos estudios: el primero, corresponde a la homologación de la frecuencia y el segundo, al cálculo de la reserva en giro utilizada por el sistema para mantener la frecuencia dentro del rango permitido por la NTSyCS.

Ambos estudios se realizan simulando la desconexión intempestiva de la central Nehuenco II, correspondiente a 370 [MW] de generación.

3.2.1. Estudio de frecuencia

Debido a la desconexión de una central generadora se produce una disminución en la frecuencia del sistema. Este estudio consiste en comparar el valor mínimo obtenido durante el transiente de la señal para el caso del sistema completo y reducido.

De la simulación realizada al sistema completo [15] se obtiene la siguiente variación de frecuencia.

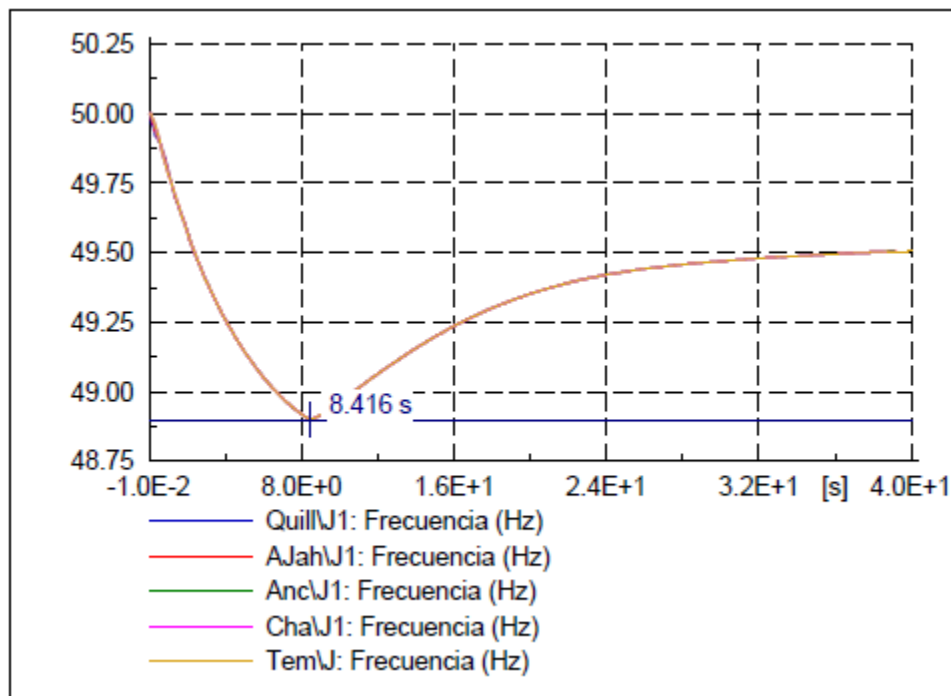


Figura 3.2: Frecuencia en modelo completo del SIC ante desconexión de 370 [MW]

En la Figura 3.2 se aprecia que la frecuencia del sistema completo alcanza un valor mínimo aproximado de **48,9 [Hz]** transcurrido 8,42 segundos comenzada la simulación.

A continuación, en la Figura 3.3 se muestra la respuesta del sistema reducido ante la salida intempestiva de la central Nehuenco II con 370 [MW]

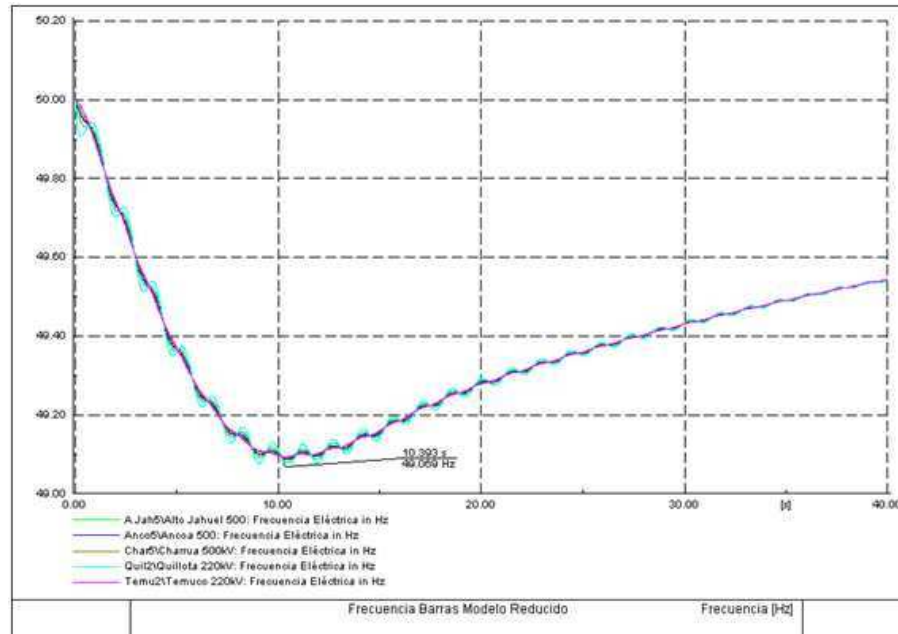


Figura 3.3: Frecuencia en modelo reducido del SIC ante desconexión de 370 [MW]

De la Figura 3.3 se observa que la frecuencia del modelo reducido llega a los 49,069 [Hz], lo cual es un valor cercano al obtenido en la Figura 3.2 para la frecuencia del sistema completo.

Sin embargo la frecuencia no alcanza el valor de 49 [Hz], es decir, nunca actúan los Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga (EDAC) [17]. Es por esto que se debe realizar un arreglo para poder encontrar el equivalente a los 49 [Hz] verdaderos ya que con el modelo reducido nunca se alcanza este valor.

Este valor se debe encontrar ya que para efectos de este trabajo no se considera el accionamiento de los EDAC, por lo cual la frecuencia no debe alcanzar el umbral de 49 [Hz].

A continuación, se muestra el arreglo utilizado para encontrar la frecuencia equivalente del modelo reducido a la frecuencia real del sistema, este arreglo consiste en dividir el rango de frecuencia en partes iguales desde los 50 [Hz] hasta el valor obtenido por la simulación.

Tabla 3.1: Frecuencia del modelo reducido equivalente al real

Frecuencia Real [Hz]	Frecuencia Modelo [Hz]	Frecuencia Real [Hz]	Frecuencia Modelo [Hz]	Frecuencia Real [Hz]	Frecuencia Modelo [Hz]
50,00	50,000	49,60	49,661	49,20	49,323
49,99	49,992	49,59	49,653	49,19	49,314
49,98	49,983	49,58	49,645	49,18	49,306
49,97	49,975	49,57	49,636	49,17	49,298
49,96	49,966	49,56	49,628	49,16	49,289
49,95	49,958	49,55	49,619	49,15	49,281
49,94	49,949	49,54	49,611	49,14	49,272
49,93	49,941	49,53	49,602	49,13	49,264
49,92	49,932	49,52	49,594	49,12	49,255
49,91	49,924	49,51	49,585	49,11	49,247
49,90	49,915	49,50	49,577	49,10	49,238
49,89	49,907	49,49	49,568	49,09	49,230
49,88	49,898	49,48	49,560	49,08	49,221
49,87	49,890	49,47	49,551	49,07	49,213
49,86	49,882	49,46	49,543	49,06	49,204
49,85	49,873	49,45	49,535	49,05	49,196
49,84	49,865	49,44	49,526	49,04	49,187
49,83	49,856	49,43	49,518	49,03	49,179
49,82	49,848	49,42	49,509	49,02	49,171
49,81	49,839	49,41	49,501	49,01	49,162
49,80	49,831	49,40	49,492	49,00	49,154
49,79	49,822	49,39	49,484	48,99	49,145
49,78	49,814	49,38	49,475	48,98	49,137
49,77	49,805	49,37	49,467	48,97	49,128
49,76	49,797	49,36	49,458	48,96	49,120
49,75	49,788	49,35	49,450	48,95	49,111
49,74	49,780	49,34	49,441	48,94	49,103
49,73	49,771	49,33	49,433	48,93	49,094

49,72	49,763	49,32	49,424	48,92	49,086
49,71	49,755	49,31	49,416	48,91	49,077
49,70	49,746	49,30	49,408	48,90	49,069
49,69	49,738	49,29	49,399	48,89	49,061
49,68	49,729	49,28	49,391	48,88	49,052
49,67	49,721	49,27	49,382	48,87	49,044
49,66	49,712	49,26	49,374	48,86	49,035
49,65	49,704	49,25	49,365	48,85	49,027
49,64	49,695	49,24	49,357	48,84	49,018
49,63	49,687	49,23	49,348	48,83	49,010
49,62	49,678	49,22	49,340	48,82	49,001
49,61	49,670	49,21	49,331	48,81	48,993

En la Tabla 3.1 se muestra el valor de la frecuencia para el cual se accionarían los EDAC en el modelo reducido, este valor corresponde a **49,154 [Hz]**.

Utilizando este valor se puede calcular cual es la potencia máxima que se puede desconectar del parque eólico para que el sistema no accione los EDAC y de esta forma encontrar la cantidad mínima de reserva en giro necesaria para mantener la frecuencia dentro de la norma.

3.2.2. Estudio de la reserva en giro

Debido a la desconexión de una central generadora se produce una disminución en la frecuencia del sistema, por lo cual las centrales que participan en el control primario de frecuencia deben aumentar su generación para lograr mantener la frecuencia dentro del rango permitido. El aumento en la generación se puede realizar debido a la potencia reservada en giro de las centrales que participan en el CPF.

Este estudio consiste en comparar el valor obtenido para la reserva en giro durante la simulación para el caso del sistema completo y reducido.

De la simulación realizada al sistema completo [15] se obtiene la siguiente variación de potencia

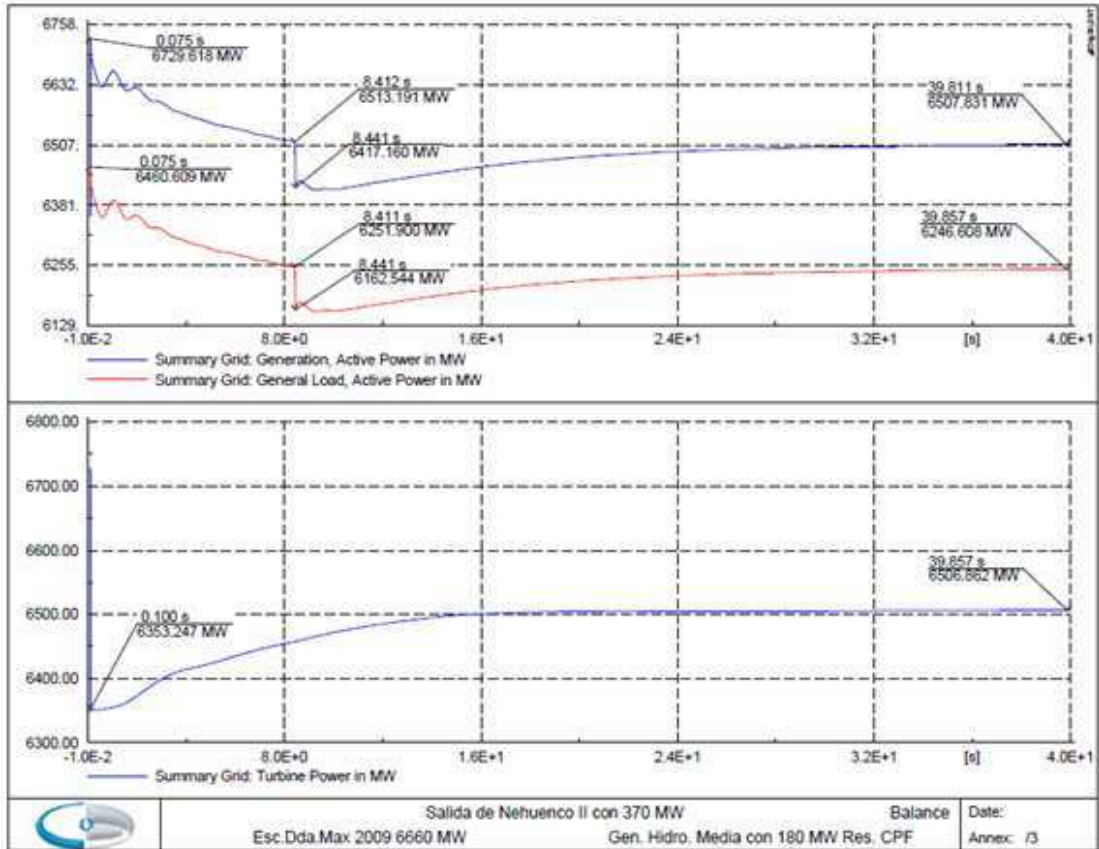


Figura 3.4: Total de generación y consumo para modelo completo del SIC ante desconexión de 370 [MW]

En la Figura 3.4 se aprecia el comportamiento de la generación y el consumo del sistema completo ante la salida de la central Nehuenco II, Se puede observar además el accionamiento de los EDAC a los 8,42 [s].

Con los valores de la Figura 3.4 se puede calcular la cantidad de reserva en giro utilizada para mantener la frecuencia dentro de los rangos permitidos por la NTSyCS. Estos se muestran a continuación:

- Pérdida de consumo por evento considerando los efectos de la caída de tensión y de frecuencia: $(6460-6246)= 214$ [MW].
- Desprendimiento de consumos por EDAC a 48,9 [Hz]: $(6251-6162)= 89$ [MW].

- Reserva utilizada: $(6506-6353)= 153$ [MW].
- Aporte del sistema al déficit de generación, reserva utilizada más pérdida de consumo: $(214+153)= 367$ [MW].

Para el caso del modelo reducido, con el fin de encontrar la potencia de reserva en giro que el sistema necesita, se utiliza la potencia total generada, el consumo total del sistema y la cantidad de generación desconectada.

Para conocer estos valores se utilizan los resultados que entrega el software al comienzo y al final de la simulación, estos se muestran a continuación:

		DIGSILENT PowerFactory 13.2.339		Proyecto	
				Fecha 24/10/2009	
Cálculo de las Condiciones Iniciales			Resumen del Sistema Total		
Balanceada, Secuencia Positiva			Máximo Error de Ecuaciones de Modelos 1.00 %		
Resumen del Sistema Total		Caso de Estudio: SimDinamicas		Anexo: / 1	
Generación	=	5623.25 Mw	1265.21 Mvar	5763.83 MVA	
Alimentador Externo	=	0.00 Mw	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Carga P(U)	=	5454.65 Mw	1649.09 Mvar	5698.49 MVA	
Carga P(Un)	=				
Carga P(Un-U)	=				
Carga del Motor	=	0.00 Mw	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Pérdidas en la Red	=	168.60 Mw	295.82 Mvar		
Carga de la Línea	=				
Compensación Ind.	=		560.64 Mvar		
Compensación Cap.	=		-1240.34 Mvar		
Factor Potencia Total:					
Generación	=	0.98 [-]			
Carga/Motor	=	0.96 / 0.00 [-]			

Figura 3.5: Resumen total de potencia antes de la desconexión de Nehuenco II para el modelo reducido

		DigSILENT PowerFactory 13.2.339		Proyecto	
				Fecha 24/10/2009	
Cálculo de las Condiciones Finales			Resumen del Sistema Total		
Balanceada, Secuencia Positiva			Máximo Error de Ecuaciones de Modelos 1.00 %		
Resumen del Sistema Total		Caso de Estudio: SimDinámicas		Anexo: / 1	
Generación	=	5563.73 MW	1788.55 Mvar	5844.14 MVA	
Alimentador Externo	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Carga P(U)	=	5361.53 MW	1621.44 Mvar	5601.34 MVA	
Carga P(Un)	=				
Carga P(Un-U)	=				
Carga del Motor	=	0.00 MW	0.00 Mvar	0.00 MVA	
Pérdidas en la Red	=	202.20 MW	855.63 Mvar		
Carga de la Línea	=				
Compensación Ind.	=		523.62 Mvar		
Compensación Cap.	=		-1212.14 Mvar		
Factor Potencia Total:					
Generación	=	0.95			[-]
Carga/Motor	=	0.96 / 0.00			[-]

Figura 3.6: Resumen total de potencia finalizada la simulación para el modelo reducido.

Con los datos de las Figuras 3.5 y 3.6 se calcula la reserva total del sistema

- Pérdida de consumo por evento considerando los efectos de la caída de tensión y de frecuencia: $(5454,65-5361,53)= 93,12$ [MW].
- Reserva utilizada: $(5563,73-(5623,25-370))= 310,48$ [MW].
- Aporte del sistema al déficit de generación, reserva utilizada más pérdida de consumo: **$(93,12+310,48)= 403,6$ [MW].**

El valor obtenido para el aporte total del sistema utilizando el modelo reducido es de 403 [MW], este valor es mayor a los 367 [MW] del modelo completo del SIC. Esta diferencia tiene sentido ya que al no utilizar los EDAC, la potencia consumida por el sistema disminuye en menor cantidad, entonces las centrales generadoras que participan del CPF deben satisfacer una mayor demanda por lo cual se producen más pérdidas en las líneas de transmisión.

Para concluir la validación del modelo reducido, a continuación se muestra la potencia y el ángulo del rotor de las maquinas que participan en el CPF.

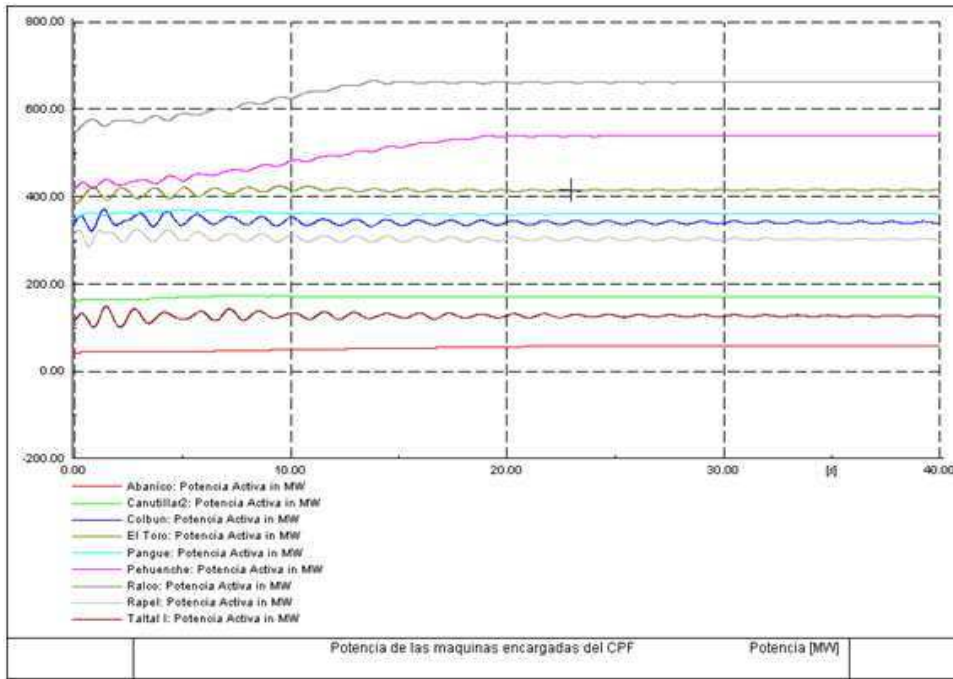


Figura 3.7: Potencia de las maquinas encargadas del control primario de frecuencia

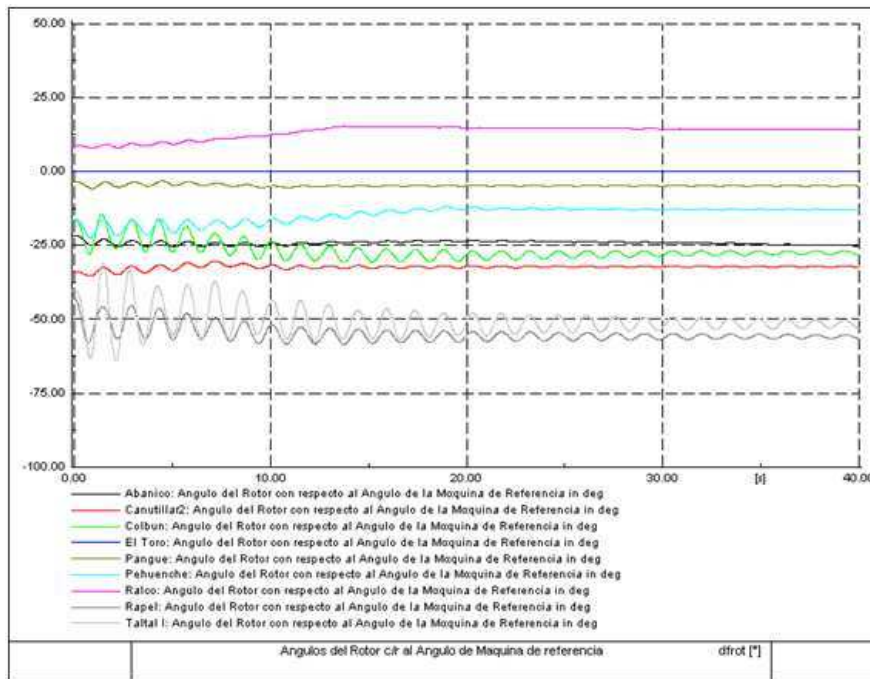


Figura 3.8: Ángulo del Rotor con respecto al ángulo de la máquina de referencia

De las figuras 3.7 y 3.8 se observa que las centrales encargadas de realizar el CPF mantienen la estabilidad angular, es decir, no sufren desplazamiento de polos. Además se aprecian las centrales que varían su potencia generada para poder suplir la potencia desprendida por la central Nehuenco II. Estas centrales son Pehuenche y Ralco.

Con lo explicado en los dos estudios anteriores se puede concluir que el modelo reducido responde de la misma manera que el sistema real ante la variación de generación, por lo cual se procede a realizar el trabajo basándose en simulaciones sobre este modelo.

Además se obtiene la frecuencia mínima a la cual debe llegar el sistema reducido para encontrar la reserva en giro óptima para cada caso de estudio, el valor de la frecuencia es **49,154 [Hz]**.

Capítulo 4 Modelo del parque eólico y estudios a realizar

Para continuar con el trabajo es necesario definir un parque eólico con el fin de conectarlo al modelo reducido del SIC y de esta forma poder calcular la reserva en giro necesaria para mantener la frecuencia del sistema dentro de los rangos permitidos.

Además es necesario definir los estudios que se realizarán al SIC con los parques eólicos en funcionamiento.

4.1. Modelo del parque eólico

El parque eólico a utilizar durante el estudio está construido de tal forma de poder desprender una parte de la generación para poder apreciar la variación de la frecuencia mientras la otra parte del parque sigue en funcionamiento. La potencia del parque eólico es de 500 [MW] los cuales se despachan completamente al sistema.

Para efectos de este trabajo el parque se modela mediante dos centrales: una que se desconecta de manera intempestiva y la otra que sigue funcionando sin la capacidad de variar su potencia generada.

Además el parque se conecta a una barra de 220 [kV] mediante un transformador elevador de 110:220 [kV]. A continuación se muestra el modelo del parque eólico que se conecta al SIC.

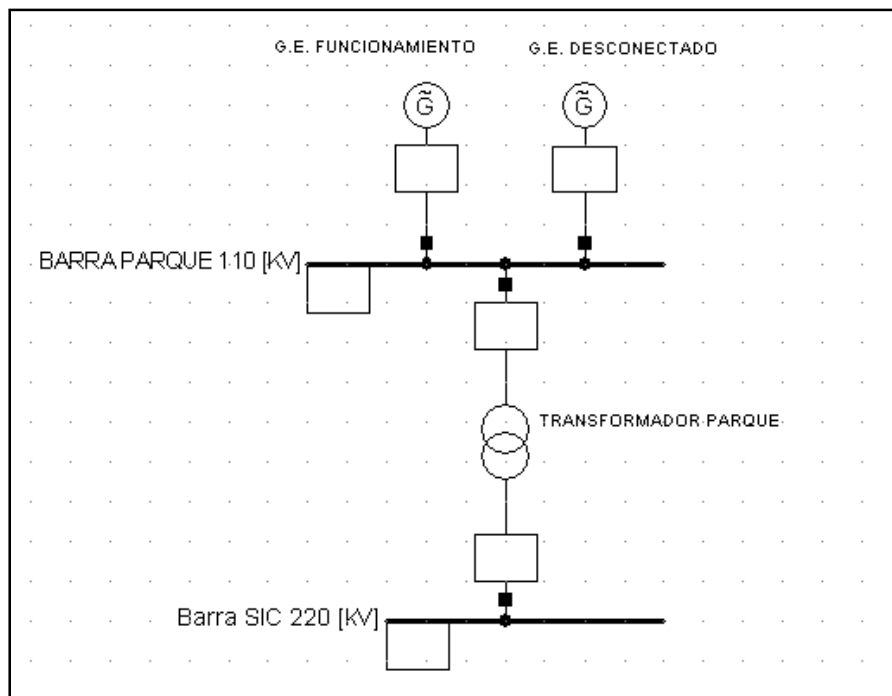


Figura 4.1: Modelo del parque eólico

El parque utilizado se construye de esta manera para simular la peor condición de funcionamiento, es decir que se desconecten de forma brusca grandes cantidades de generación.

Es necesario destacar que para este estudio no es necesario un modelo detallado del parque debido a que se busca encontrar la potencia de reserva en giro, para la cual el parque funciona en la peor condición posible. Esto quiere decir, que la reserva calculada, asegura la peor condición de funcionamiento del parque eólico.

4.2. Análisis sobre la frecuencia del SIC

Una vez que el modelo reducido del SIC es validado y se tiene el modelo del parque eólico, se procede a realizar los estudios necesarios para encontrar la reserva en giro y de esta forma poder controlar la frecuencia del sistema.

Los estudios a realizar durante este trabajo se pueden separar en dos: el primero, es un análisis estático de la frecuencia basado en el estatismo equivalente del sistema y el segundo, corresponde a un análisis dinámico mediante simulaciones en el software DigSilent®.

4.2.1. Análisis estático de la frecuencia

Este análisis se realiza mediante el cálculo del estatismo equivalente del sistema. Luego con ese valor se encuentra cuánto varía la frecuencia cuando se desconecta el parque eólico completo, es decir, la variación de la frecuencia cuando ocurre una desconexión de 500 [MW] de generación.

Este análisis sólo se realiza con la finalidad de conocer si el modelo del SIC es capaz de soportar la conexión del parque eólico y su desconexión completa.

4.2.2. Análisis dinámico de la frecuencia

El análisis dinámico de la frecuencia se realiza mediante el empleo de simulaciones dinámicas con el software DigSilent PowerFactory 13.2® [20] sobre el modelo reducido del SIC, al cual se le agrega el modelo del parque eólico de 500 [MW].

Debido a que se agregan 500 [MW] del parque eólico, se debe realizar un nuevo despacho del sistema completo. Este re-despacho se lleva a cabo disminuyendo la potencia generada de las centrales que participan en el control primario de frecuencia, para así lograr mantener el margen necesario de potencia y mantener la frecuencia dentro de los rangos permitidos.

Ya que el análisis dinámico es el más importante para el desarrollo de este trabajo, el procedimiento a seguir para realizarlo se divide en las siguientes etapas:

a) Determinar la cantidad de potencia desconectada del parque eólico.

Para comenzar el análisis se desconecta un porcentaje de la potencia del parque eólico produciendo de esta forma una caída intempestiva de la generación, provocando así la disminución de la frecuencia.

La desconexión de una de las partes del parque se llevará a cabo una vez comenzada la simulación, logrando de esta forma ver el régimen transitorio de la frecuencia en las barras del sistema.

b) Variar la reserva en giro de las centrales que participan del CPF.

En esta etapa se varía la reserva en giro de las centrales que participan en el CPF con la finalidad de cambiar la respuesta de la frecuencia del sistema frente a la salida de la potencia generada.

c) Medición de la frecuencia mínima en el régimen transitorio.

Luego se mide la frecuencia mínima que alcanza el sistema una vez ocurrida la desconexión. La frecuencia debe alcanzar un valor superior cercano a los 49,154 [Hz] encontrado en el Capítulo 3, esto se debe cumplir ya que el funcionamiento normal del parque eólico no debe provocar el accionamiento de los EDAC.

d) Cálculo de la reserva en giro utilizada.

Una vez obtenida la frecuencia deseada, se procede a calcular la reserva en giro utilizada por el SIC. Esto se realiza mediante el uso de los resultados proporcionados por el software, los cuales son: el total de la generación y consumo al inicio de la simulación y una vez terminada esta.

La reserva en giro se calcula mediante la siguiente expresión:

$$P_{reserva} = PG_{final} - (PG_{inicial} - P_{desconectada})$$

Donde:

$P_{reserva}$: Es la reserva en giro calculada [MW]

PG_{final} : Es la potencia generada al final de la simulación [MW]

$PG_{inicial}$: Es la potencia generada al antes de la desconexión [MW]

$P_{desconectada}$: Es la potencia desconectada del parque eólico [MW]

A continuación, se muestra un diagrama donde se explica el procedimiento a seguir

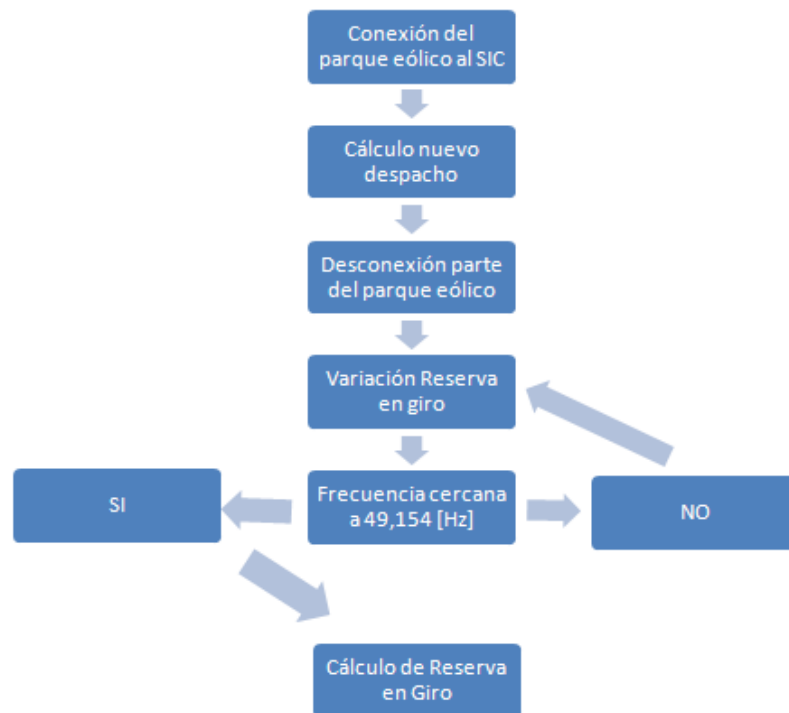


Figura 4.2: Diagrama procedimiento para análisis dinámico de frecuencia

Este procedimiento tiene como finalidad encontrar la reserva mínima que necesita el sistema para afrontar la salida de una parte del parque eólico, esto se explica ya que al llegar la frecuencia a 49,154 [Hz] el sistema estaría en el umbral de la utilización de los EDAC.

Este proceso se realiza para distintas variaciones de la potencia generada por el parque eólico, considerando pasos de desconexión de 50 [MW]. Siguiendo este procedimiento se establece la relación entre la cantidad máxima de generación eólica desconectada y la reserva en giro necesaria.

4.3. Casos de estudio

El estudio dinámico de la frecuencia que se explica en el capítulo 4.2.2 del presente estudio se realiza en tres barras distintas del SIC. Estas barras se eligen por su calidad en las condiciones del viento, las cuales se muestran en la Figura 2.5. Por esto el estudio se realiza en las barras Pan de Azúcar, Quillota y Concepción.

4.3.1. Parque eólico Pan de Azúcar

El parque eólico se conecta en la barra Pan de Azúcar la cual tiene una tensión de 220 [kV], esta barra se encuentra en la cuarta región de Coquimbo. En la Figura 4.3 se aprecia la barra del SIC donde se conecta el parque eólico [18].



Figura 4.3: Barra Pan de Azúcar 220 [kV] del SIC.

A continuación, en la Figura 4.4 se muestra el parque eólico conectado a la barra Pan de Azúcar del modelo reducido del SIC.

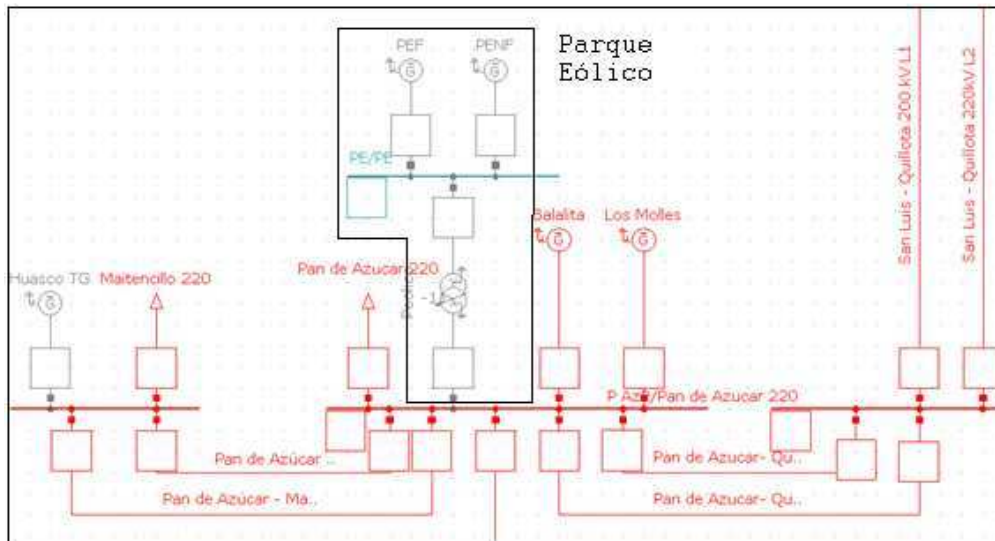


Figura 4.4: Parque eólico conectado a barra pan de azúcar del modelo reducido

4.3.2. Parque eólico Quillota

El parque eólico se conecta en la barra Quillota la cual tiene una tensión de 220 [kV], esta barra se encuentra en la quinta región de Valparaíso. En la Figura 4.5 se aprecia la barra del SIC donde se conecta el parque eólico.



Figura 4.5: Barra Quillota 220 [kV] del SIC.

A continuación, en la Figura 4.6 se muestra el parque eólico conectado a la barra Quillota del modelo reducido del SIC.

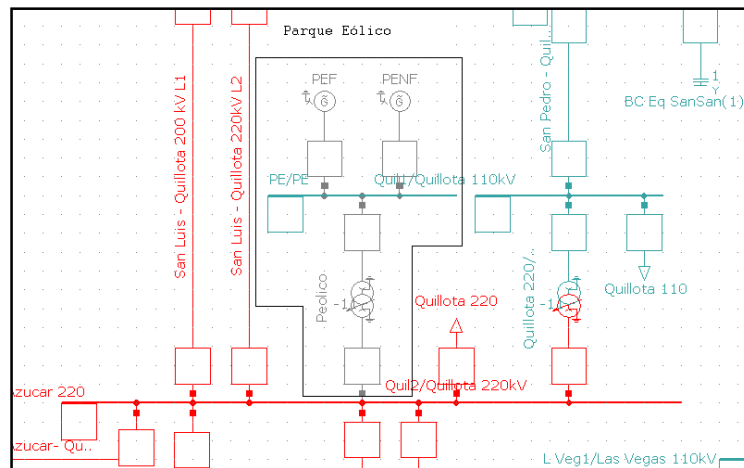


Figura 4.6: Parque eólico conectado a barra Quillota del modelo reducido

4.3.3. Parque eólico Concepción

El parque eólico se conecta en la barra Concepción la cual tiene una tensión de 220 [kV], esta barra se encuentra en la octava región del Biobío. En la Figura 4.7 se aprecia la barra del SIC donde se conecta el parque eólico.



Figura 4.7: Barra Concepción 220 [kV] del SIC.

A continuación, en la Figura 4.8 se muestra el parque eólico conectado a la barra Concepción del modelo reducido del SIC

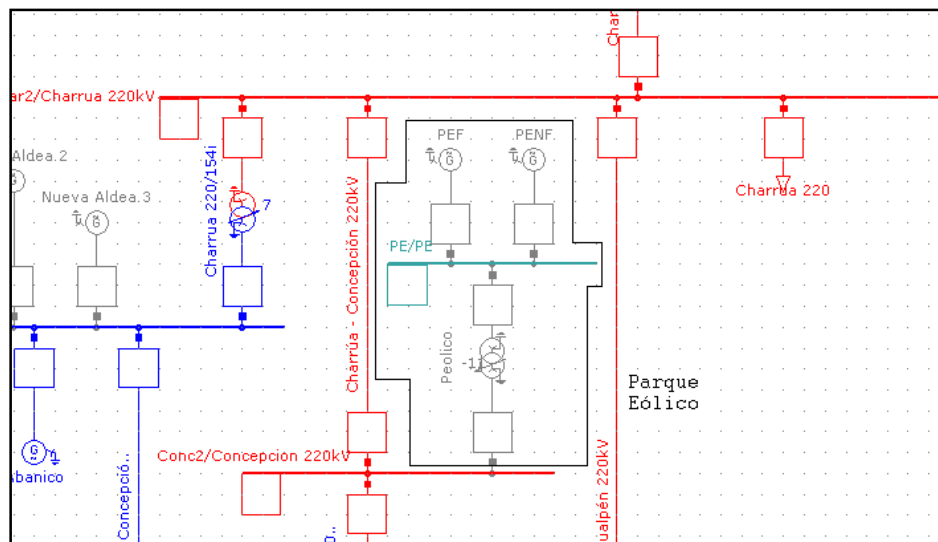


Figura 4.8: Parque eólico conectado a barra Concepción del modelo reducido

Una vez definidos los casos de estudio se procede a simular cada uno de ellos utilizando el procedimiento antes definido. Los resultados de esta simulación se muestran a continuación.

Capítulo 5 Aplicación de los modelos

En este capítulo se muestran los resultados obtenidos para cada estudio que se realiza durante este trabajo, estos estudios están descritos en el Capítulo 4.

5.1. Resultados del análisis Estático de la Frecuencia

Para realizar el análisis estático de la frecuencia resultante al variar la generación, se utiliza el estatismo de las centrales encargadas de realizar la regulación primaria de frecuencia en el SIC [15], estas centrales se muestran en la Tabla 5.1.

Tabla 5.1: Centrales Generadoras que participan en el Control Primario de Frecuencia (CPF)

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	Número de Unidades	Estatismo Permanente [p.u.]
CANUTILLAR	160	40	2	0,047
RALCO	690	90	2	0,07-0,071
PANGUE	450	90	2	0,0227-0,0215
ELTORO	450	0	4	0,0278
ANTUCO	304	60	2	0,023-0,021
CIPRESES	102	15	3	0,03
PEHUENCHE	550	120	2	0,025-0,03
COLBUN	457	100	2	0,05
MACHICURA	94	19	2	0,05
RAPEL	360	30	5	0,1-0,09-0,08- 0,1-0,09
ABANICO	54	0	2	0,03
PILMAIQUEN	39	0	5	0,04
PULLINQUE	51	0	3	0,04
CANDELARIA_B1	125	70	1	0,0468

CANDELARIA_B2	128	70	1	0,0468
TALTAL_1	115	65	1	0,0395
TALTAL_2	117	65	1	0,0392
TALTAL_2_DIE	104	65	1	0,0392

De la Tabla 5.1 se aprecia que hay centrales que poseen distintos estatismos para cada unidad. Esto no se puede implementar en el modelo reducido del SIC que se utiliza, es por esto que a continuación se muestran, en la Tabla 5.2, los estatismos equivalentes para cada central compuesta de sólo una unidad. Además, por ser una reducción del SIC, se eliminan las centrales que no aparecen en el modelo y aquellas que no participan del control primario de frecuencia.

Tabla 5.2: Centrales Generadoras utilizadas en el modelo que participan en el CPF

Central	Potencia Máxima [MW]	Potencia Mínima [MW]	Número de Unidades	Estadismo Permanente [p.u.]
ABANICO	54	0	1	0,01500
CANUTILLAR2	160	40	1	0,02350
COLBUN	457	100	1	0,02500
ELTORO	450	0	1	0,00695
PANGUE	450	90	1	0,01104
PEHUENCHE	550	120	2	0 – 0,03
RALCO	690	90	1	0,03525
RAPEL	360	30	1	0,01827
TALTAL I	115	65	1	0,03950

Considerando que la central reguladora de frecuencia “piloto” o de estadismo cero es la central Pehuenche [16]. Entonces, una de sus unidades es la encargada de tomar carga hasta utilizar toda su reserva en giro. Debido a esta razón, se obtiene el estadismo equivalente del sistema completo sin considerar la unidad piloto.

$$\frac{1}{\sigma_{sist}} = \sum \frac{1}{\sigma_i} \text{ [p.u.]}$$

Obteniendo

$$\sigma_{sist} = 0,001903176 [p. u.]$$

Para conocer la frecuencia a la que llega el SIC al desprenderse el parque eólico, se tomará el caso más desfavorable que ocurre cuando se desconecta el parque eólico completo, esto equivale a desprender de manera intempestiva 500 [MW] de generación.

Considerando que en el modelo reducido la central Pehuenche tiene un despacho de 414 [MW], entonces la reserva en giro de la maquina piloto es:

$$P_{piloto} = \frac{550 [MW] - 414 [MW]}{2} = 68 [MW]$$

Luego la variación de generación que experimenta el sistema es:

$$\Delta P = 500 [MW] - 68 [MW] = 432 [MW]$$

Por lo tanto, la variación de frecuencia del sistema completo es:

$$\Delta f = -\frac{\Delta P}{100} \cdot \sigma_{sist} = -0,008221719 [p. u.] = -0,41108594 [Hz]$$

Por lo tanto, la frecuencia en régimen permanente del sistema luego de desconectar el parque eólico completo es:

$$f = 49,59 [Hz]$$

Con el valor obtenido para la frecuencia en régimen permanente se concluye que el sistema es capaz de soportar la salida del parque eólico completo, por lo cual no habría problemas desde el punto de vista estático.

A continuación se muestran los resultados obtenidos del análisis dinámico realizado al sistema, donde se estudia el comportamiento de la frecuencia una vez ocurrida la desconexión del parque eólico, es decir, durante el régimen transitorio.

5.2. Resultados del análisis Dinámico de la Frecuencia

Una vez simulados los parques eólicos dentro del modelo reducido del SIC, se obtienen los resultados sobre los cuales se realizan los análisis respectivos para determinar la reserva en giro necesaria del sistema.

Los resultados obtenidos se muestran a continuación para cada parque eólico simulado, estos son: Pan de Azúcar, Quillota y Concepción

5.2.1. Resultados Parque eólico Pan de Azúcar

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la frecuencia del sistema haciendo las desconexiones del parque eólico Pan de Azúcar:

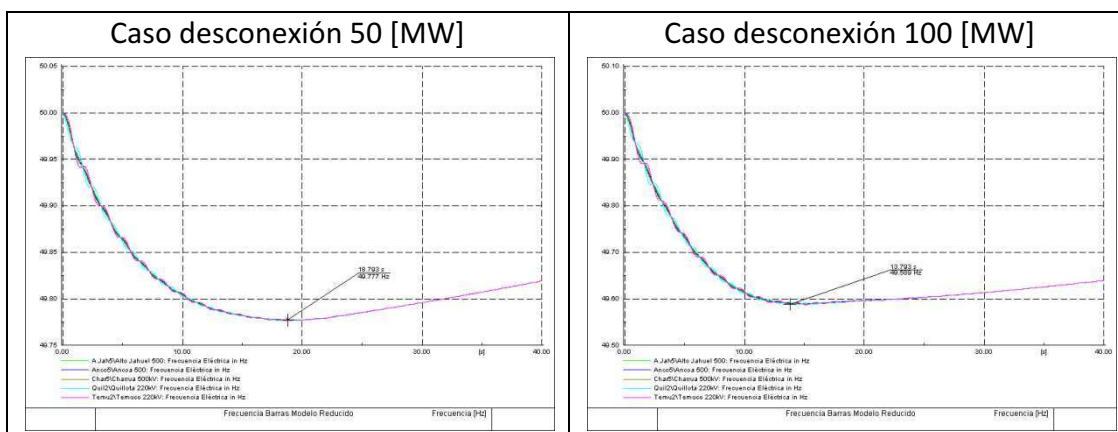


Figura 5.1: Frecuencia ante desconexión del Parque Pan de Azúcar 50 y 100 [MW]

De la Figura 5.1 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,777 [Hz] y 49,589 [Hz] respectivamente. Estos valores no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

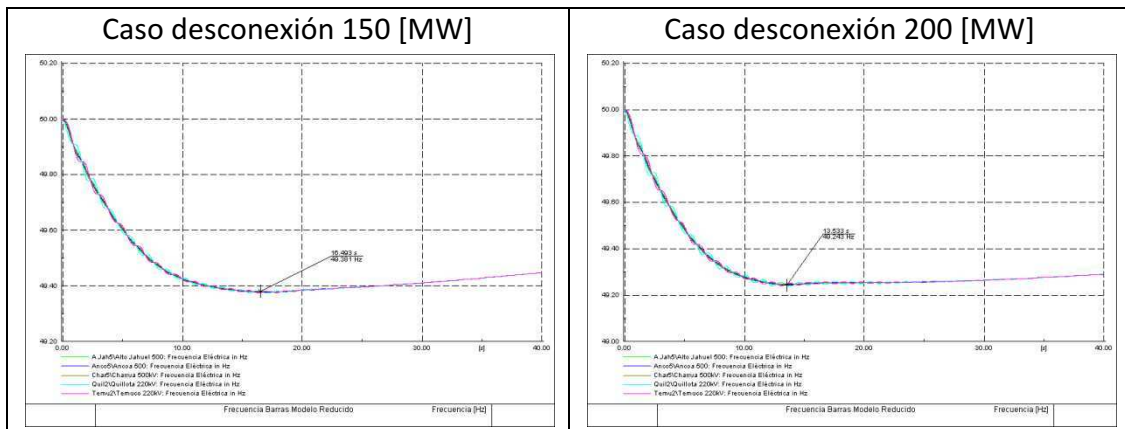


Figura 5.2: Frecuencia ante desconexión del Parque Pan de Azúcar 150 y 200 [MW]

En la Figura 5.2 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,381 [Hz] y 49,243 [Hz] respectivamente. Estos valores nuevamente no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

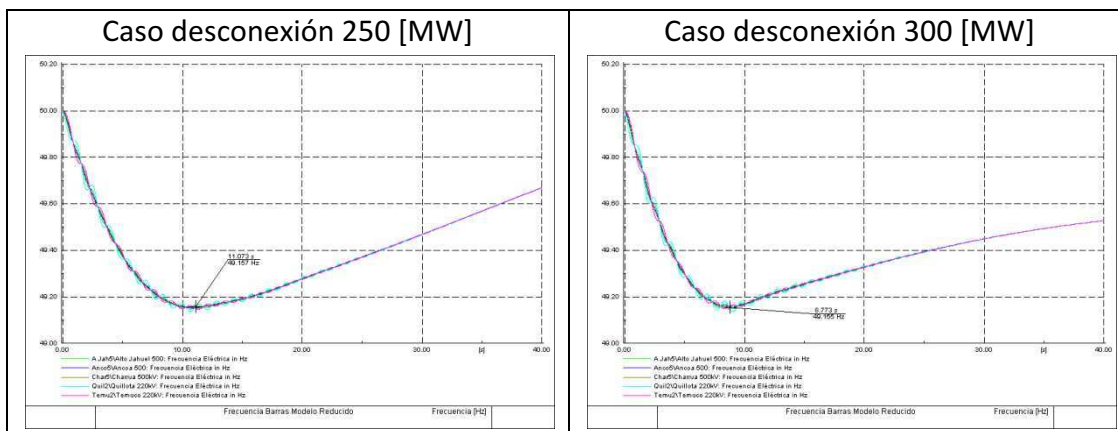


Figura 5.3: Frecuencia ante desconexión del Parque Pan de Azúcar 250 y 300 [MW]

De la Figura 5.3 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,157 [Hz] y 49,154 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

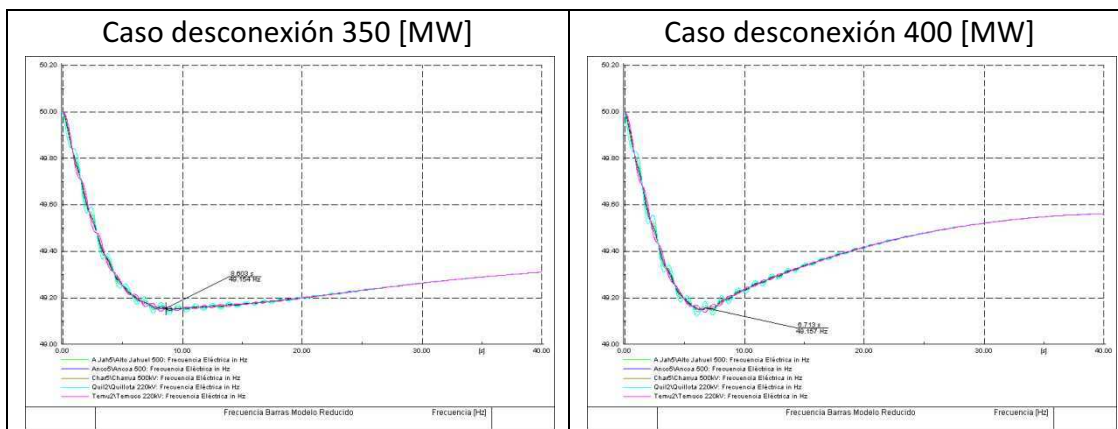


Figura 5.4: Frecuencia ante desconexión del Parque Pan de Azúcar 350 y 400 [MW]

En la Figura 5.4 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,154 [Hz] y 49,157 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

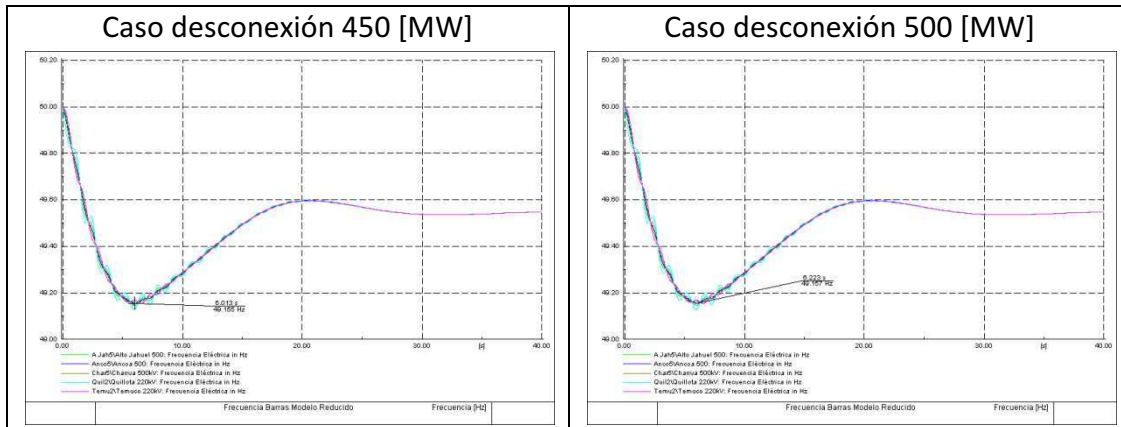


Figura 5.5: Frecuencia ante desconexión del Parque Pan de Azúcar 450 y 500 [MW]

De la Figura 5.5 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,155 [Hz] y 49,157 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

A continuación, en la tabla 5.3 se muestra el resumen de la potencia generada antes y una vez realizada la desconexión de una parte del parque eólico.

Tabla 5.3: Potencia total generada y consumida del sistema caso Pan de Azúcar

Potencia Desconectada [MW]	Frecuencia alcanzada [Hz]	Generación Inicial [MW]	Generación Final [MW]	Consumo Inicial [MW]	Consumo Final [MW]
0	50	5606,74	5606,74	5454,65	5454,65
50	49,777	5606,74	5601,87	5454,65	5460,39
100	49,589	5606,74	5597,93	5454,65	5460,73
150	49,381	5606,74	5593,41	5454,65	5459,43
200	49,243	5606,74	5588,92	5454,65	5456,71
250	49,157	5606,74	5588,32	5454,65	5455,89
300	49,155	5606,74	5590,28	5454,65	5452,81
350	49,154	5606,74	5587,33	5454,65	5447,01

400	49,157	5606,74	5582,39	5454,65	5436,52
450	49,155	5606,74	5578,38	5454,65	5426,18
500	49,157	5606,74	5566,72	5454,65	5413,03

Con los valores de la potencia de la tabla 5.3 se calcula la reserva utilizada por el sistema para mantener la estabilidad de la frecuencia, estos se muestran a continuación.

Tabla 5.4: Potencia desconectada y reserva en giro utilizada por el sistema para caso Pan de Azúcar

Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]
0	0
50	45,13
100	91,19
150	136,67
200	182,18
250	231,58
300	283,54
350	330,59
400	375,65
450	421,64
500	459,98

Finalmente en la figura 5.6 se muestra la reserva en giro para cada caso de desconexión del parque eólico Pan de Azúcar.

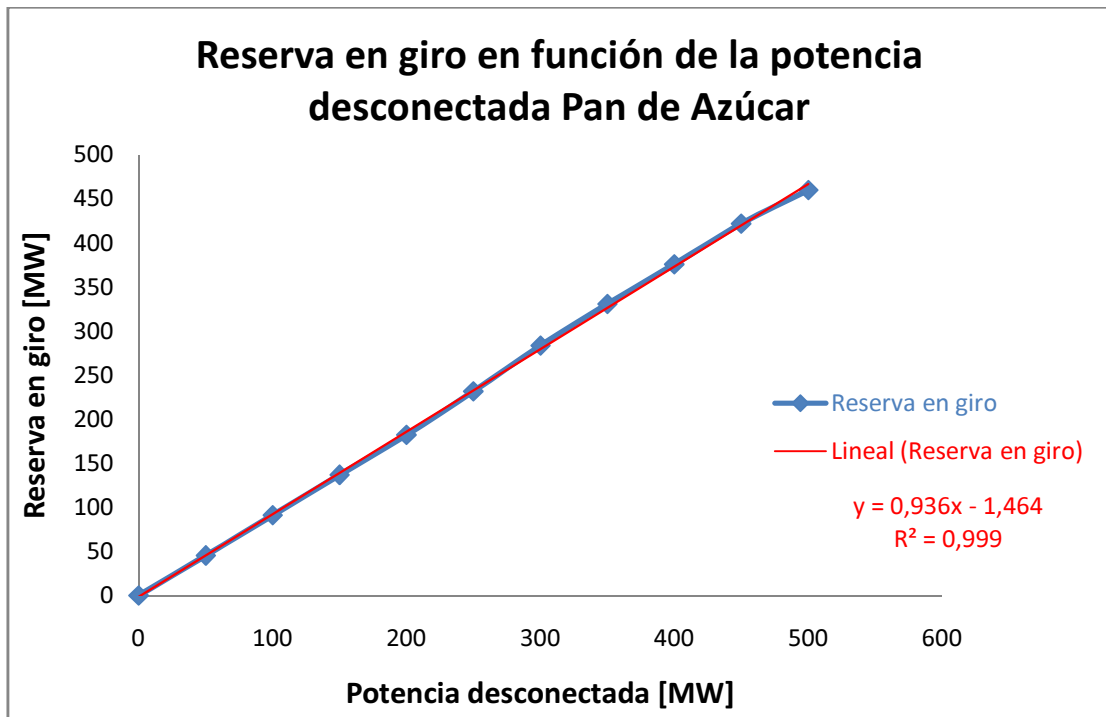


Figura 5.6: Reserva en giro en función de la potencia desconectada para el Parque Pan de Azúcar

De la figura 5.6 se obtiene mediante el uso de una regresión lineal la ecuación de la recta que rige la variación de la frecuencia ante la desconexión del parque eólico. Esta recta es:

$$P_{reserva} = 0,936 \cdot P_{desc} - 1,464$$

Donde $P_{reserva}$ y P_{desc} corresponden a la reserva en giro y la potencia desconectada del parque respectivamente y están en [MW]

5.2.2. Resultados Parque eólico Quillota

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la frecuencia del sistema haciendo las desconexiones del parque eólico Quillota.

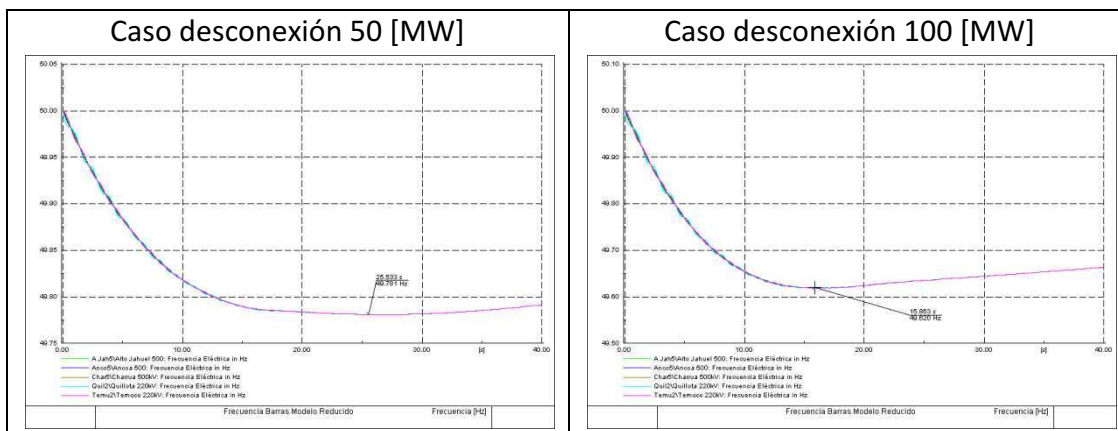


Figura 5.7: Frecuencia ante desconexión del Parque Quillota 50 y 100 [MW]

De la Figura 5.7 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,781 [Hz] y 49,62 [Hz] respectivamente. Estos valores no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

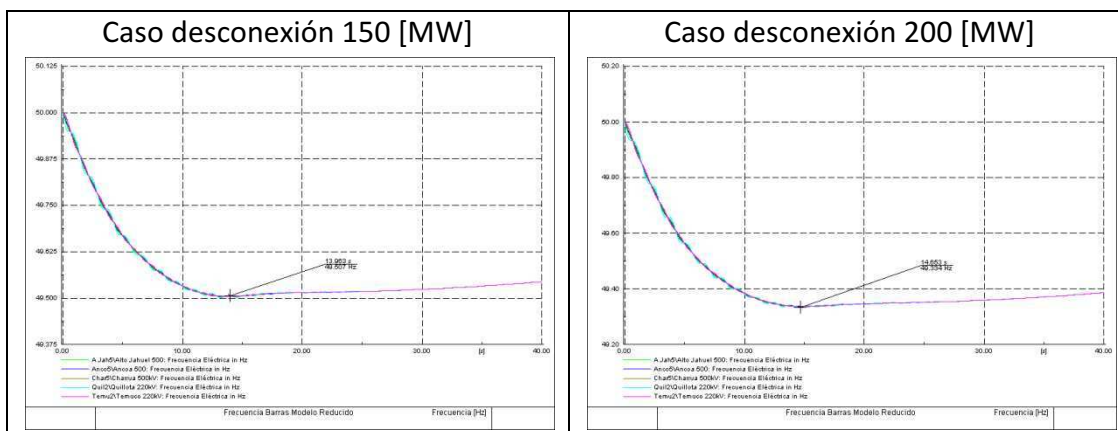


Figura 5.8: Frecuencia ante desconexión del Parque Quillota 150 y 200 [MW]

De la Figura 5.8 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,507 [Hz] y 49,334 [Hz] respectivamente. Estos valores nuevamente no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la

reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

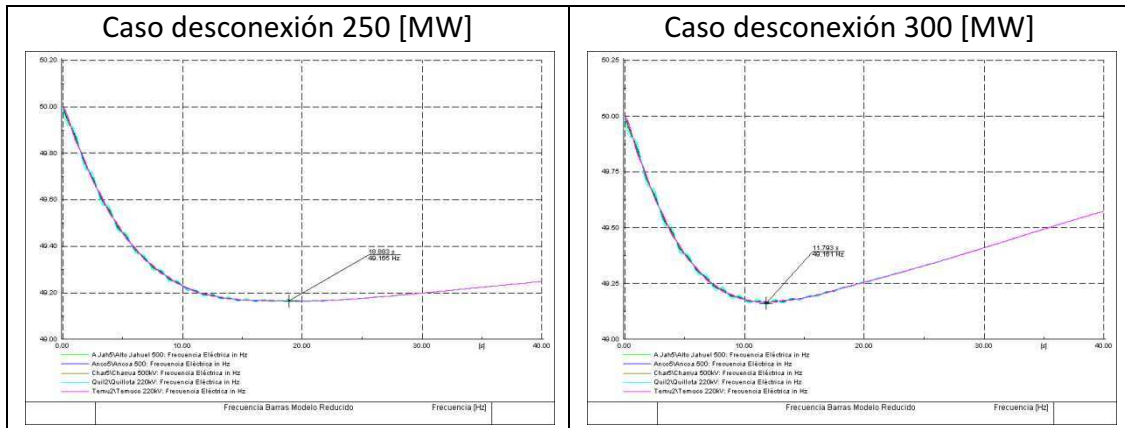


Figura 5.9: Frecuencia ante desconexión del Parque Quillota 250 y 300 [MW]

De la Figura 5.9 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,165 [Hz] y 49,161 [Hz] respectivamente. Estos valores aproximadamente alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

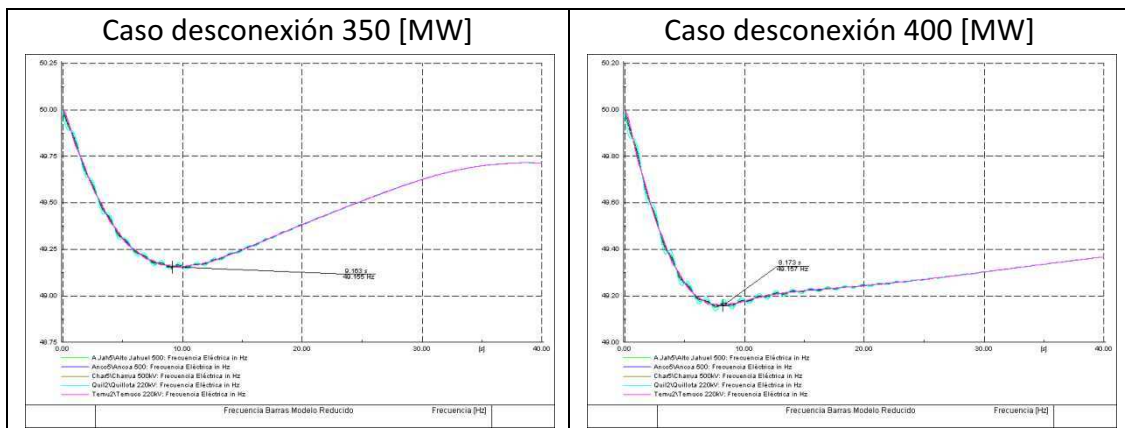


Figura 5.10: Frecuencia ante desconexión del Parque Quillota 350 y 400 [MW]

De la Figura 5.10 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,155 [Hz] y 49,157 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

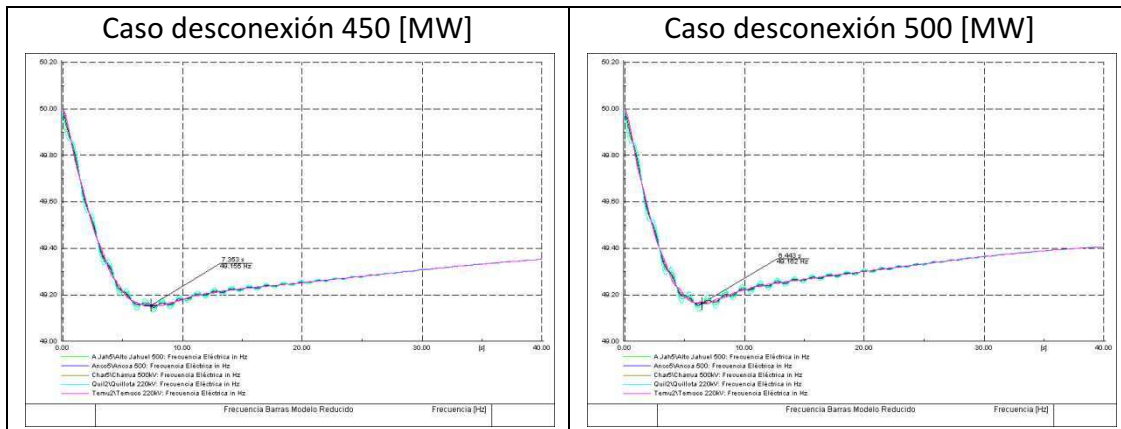


Figura 5.11: Frecuencia ante desconexión del Parque Quillota 450 y 500 [MW]

De la Figura 5.11 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectada dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,155 [Hz] y 49,162 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

A continuación, en la tabla 5.5 se muestra el resumen de la potencia generada antes y una vez realizada la desconexión de una parte del parque eólico.

Tabla 5.5: Potencia total generada y consumida del sistema caso Quillota

Potencia Desconectada [MW]	Frecuencia alcanzada [Hz]	Generación Inicial [MW]	Generación Final [MW]	Consumo Inicial [MW]	Consumo Final [MW]
0	50	5590,46	5590,46	5454,65	5454,65
50	49,781	5590,46	5586,96	5454,65	5450,96
100	49,620	5590,46	5583,69	5454,65	5445,99

150	49,507	5590,46	5580,22	5454,65	5440,42
200	49,334	5590,46	5576,06	5454,65	5433,99
250	49,165	5590,46	5573,67	5454,65	5429,65
300	49,161	5590,46	5574,58	5454,65	5426,59
350	49,155	5590,46	5567,5	5454,65	5416,8
400	49,157	5590,46	5562,06	5454,65	5407,37
450	49,155	5590,46	5555,68	5454,65	5397,92
500	49,162	5590,46	5547,37	5454,65	5385,98

Con los valores de la potencia de la tabla 5.5 se calcula la reserva utilizada por el sistema para mantener la estabilidad del sistema, estos se muestran a continuación.

Tabla 5.6: Potencia desconectada y reserva en giro utilizada por el sistema para caso Quillota

Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]
0	0
50	46,5
100	93,23
150	139,76
200	185,6
250	233,21
300	284,12
350	327,04
400	371,6
450	415,22
500	456,91

Finalmente en la figura 5.12 se muestra la reserva en giro para cada caso de desconexión del parque eólico Quillota.

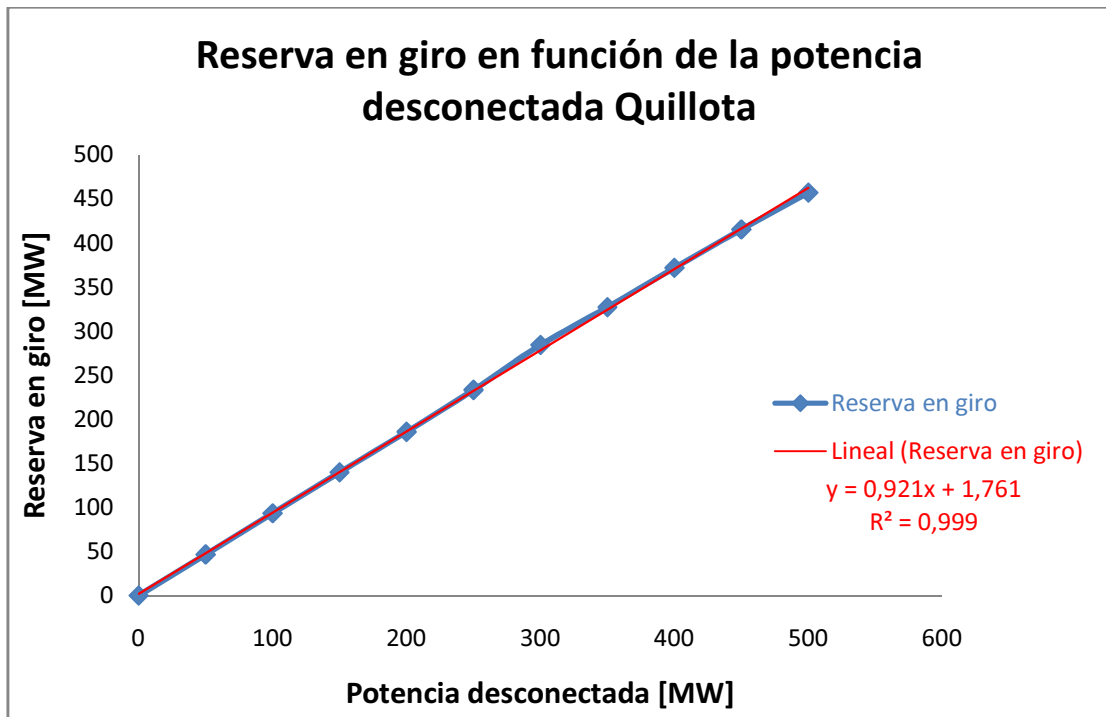


Figura 5.12: Reserva en giro en función de la potencia desconectada para el Parque Quillota

De la figura 5.12 se obtiene mediante el uso de una regresión lineal la ecuación de la recta que rige la variación de la frecuencia ante la desconexión del parque eólico. Esta recta es:

$$P_{reserva} = 0,921 \cdot P_{desc} + 1,761$$

Donde $P_{reserva}$ y P_{desc} corresponden a la reserva en giro y la potencia desconectada del parque respectivamente y están en [MW]

5.2.3. Resultados Parque eólico Concepción

A continuación se muestran los resultados obtenidos para la frecuencia del sistema haciendo las desconexiones del parque eólico Concepción.

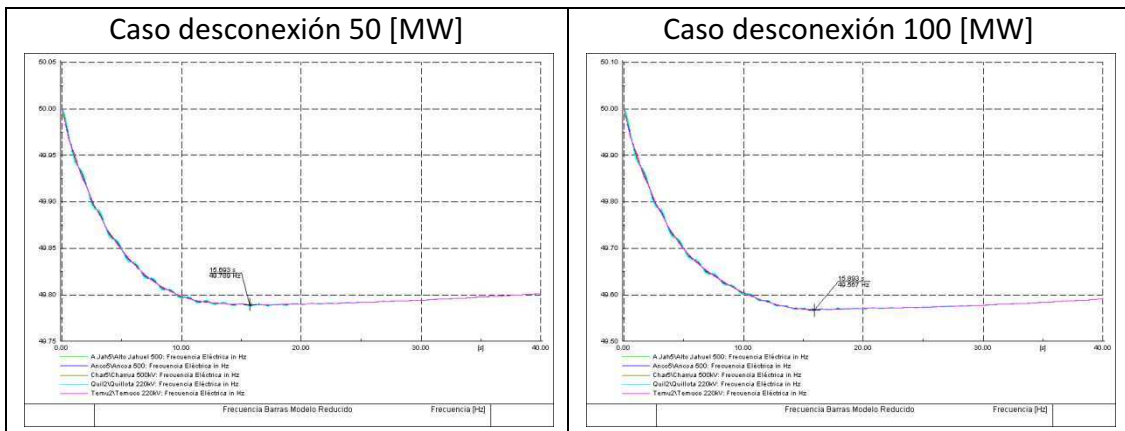


Figura 5.13: Frecuencia ante desconexión del Parque Concepción 50 y 100 [MW]

De la Figura 5.13 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,789 [Hz] y 49,567 [Hz] respectivamente. Estos valores no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

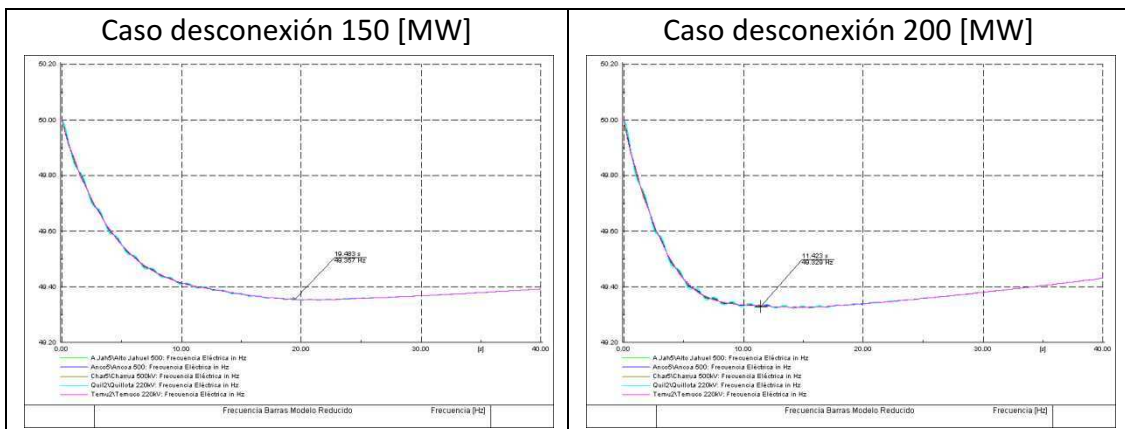


Figura 5.14: Frecuencia ante desconexión del Parque Concepción 150 y 200 [MW]

De la Figura 5.14 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,357 [Hz] y 49,329 [Hz] respectivamente. Estos valores nuevamente no alcanzan el mínimo establecido para el estudio ya que el sistema nunca alcanza los 49,154 [Hz]. Por lo cual el valor obtenido para la

reserva en giro es el mínimo que permite la estabilidad del sistema ya que con una menor reserva el sistema se vuelve inestable.

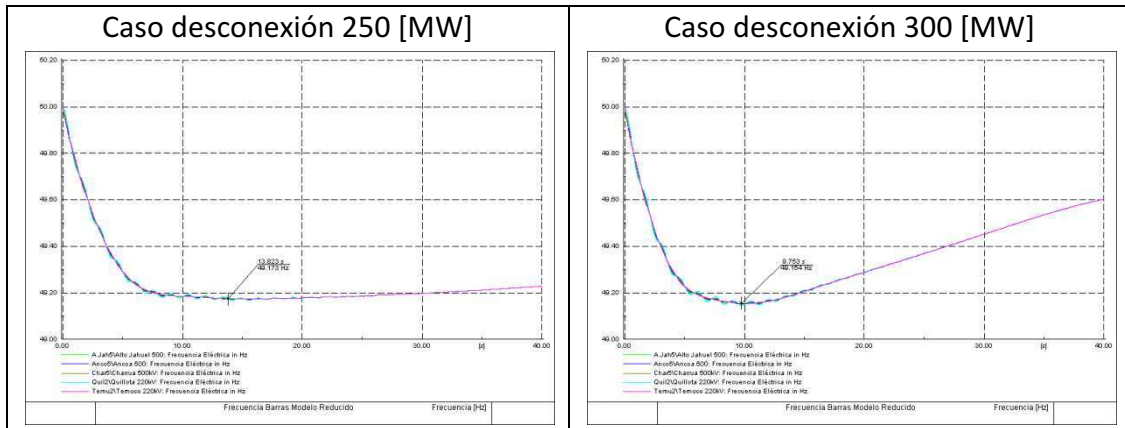


Figura 5.15: Frecuencia ante desconexión del Parque Concepción 250 y 300 [MW]

De la Figura 5.15 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectadas dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,173 [Hz] y 49,154 [Hz] respectivamente. Estos valores aproximadamente alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

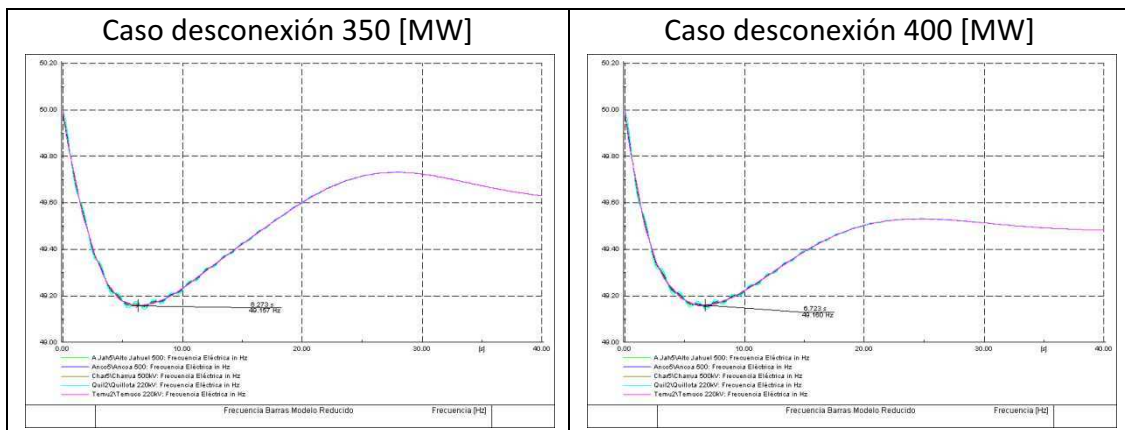


Figura 5.16: Frecuencia ante desconexión del Parque Concepción 350 y 400 [MW]

De la Figura 5.16 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectada dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,157 [Hz] y 49,160 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

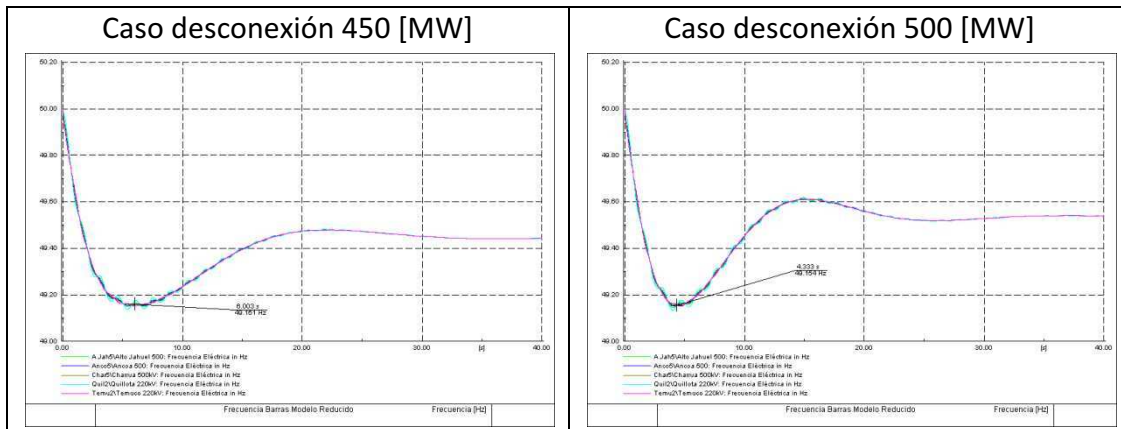


Figura 5.17: Frecuencia ante desconexión del Parque Concepción 450 y 500 [MW]

De la Figura 5.17 se aprecia la variación de la frecuencia una vez desconectada dos partes del parque eólico. Además se obtiene un valor mínimo para la frecuencia de 49,161 [Hz] y 49,154 [Hz] respectivamente. Estos valores alcanzan el mínimo establecido para el estudio de 49,154 [Hz]. Por lo cual la reserva en giro obtenida es la mínima para asegurar la estabilidad del sistema.

A continuación, en la tabla 5.7 se muestra el resumen de la potencia generada antes y una vez realizada la desconexión de una parte del parque eólico.

Tabla 5.7: Potencia total generada y consumida del sistema caso Concepción

Potencia Desconectada [MW]	Frecuencia alcanzada [Hz]	Generación Inicial [MW]	Generación Final [MW]	Consumo Inicial [MW]	Consumo Final [MW]
0	50	5612,68	5612,68	5454,65	5454,65
50	49,789	5612,68	5611,29	5454,65	5456,69
100	49,567	5612,68	5612,11	5454,65	5459,14

150	49,357	5612,68	5614	5454,65	5461,15
200	49,329	5612,68	5617,54	5454,65	5464,43
250	49,173	5612,68	5617,71	5454,65	5463,26
300	49,154	5612,68	5623,72	5454,65	5466,59
350	49,157	5612,68	5616,25	5454,65	5459,84
400	49,16	5612,68	5621,7	5454,65	5466,16
450	49,161	5612,68	5622,05	5454,65	5463,38
500	49,154	5612,68	5626,42	5454,65	5461,51

Con los valores de la potencia de la tabla 5.7 se calcula la reserva utilizada por el sistema para mantener la estabilidad del sistema, esto se muestran a continuación.

Tabla 5.8: Potencia desconectada y reserva en giro utilizada por el sistema para caso Concepción

Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]
0	0
50	48,61
100	99,43
150	151,32
200	204,86
250	255,03
300	311,04
350	353,57
400	409,02
450	459,37
500	513,74

De la tabla 5.8 se aprecia que para el caso del parque eólico Concepción se obtiene un valor de reserva en giro necesaria mayor a la potencia desconectada del parque eólico. Esto se debe a las mayores pérdidas en las líneas de transmisión que llevan la energía desde las centrales que participan del CPF a los consumos que alimentaba el parque eólico antes de la desconexión.

Finalmente en la figura 5.18 se muestra la reserva en giro para cada caso de desconexión del parque eólico Concepción.

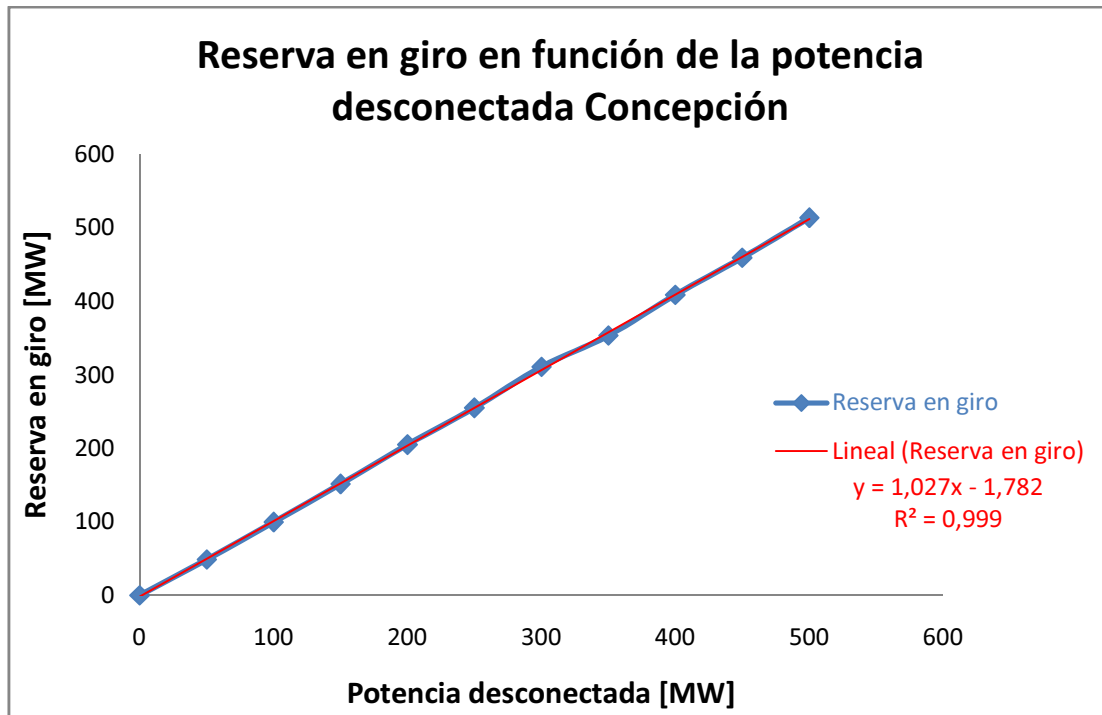


Figura 5.18: Reserva en giro en función de la potencia desconectada para el Parque Concepción

De la figura 5.18 se obtiene mediante el uso de una regresión lineal la ecuación de la recta que rige la variación de la frecuencia ante la desconexión del parque eólico. Esta recta es:

$$P_{reserva} = 1,027 \cdot P_{desc} - 1,782$$

Donde $P_{reserva}$ y P_{desc} corresponden a la reserva en giro y la potencia desconectada del parque respectivamente y están en [MW]

Luego utilizando el costo de la reserva en giro de la tabla 2.4 se puede calcular el costo de la potencia en reserva para cada nivel de desconexión del parque eólico. Para esto se utiliza una regresión polinomial de segundo orden. Con la cual se obtienen los siguientes costos para cada parque eólico

Tabla 5.9: Costo de la reserva en giro para el caso Pan de Azúcar

Parque eólico Pan de Azúcar		
Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]	Costo [Millones US\$/año]
0	0	0,00
50	45,13	0,04
100	91,19	0,18
150	136,67	0,43
200	182,18	0,77
250	231,58	1,26
300	283,54	1,89
350	330,59	2,59
400	375,65	3,35
450	421,64	4,23
500	459,98	5,04

Tabla 5.10: Costo de la reserva en giro para el caso Quillota

Parque eólico Quillota		
Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]	Costo [Millones US\$/año]
0	0	0,00
50	46,5	0,04
100	93,23	0,19
150	139,76	0,45
200	185,6	0,80
250	233,21	1,27
300	284,12	1,90
350	327,04	2,53
400	371,6	3,28
450	415,22	4,10
500	456,91	4,97

Tabla 5.11: Costo de la reserva en giro para el caso Concepción

Parque eólico Concepción		
Potencia Desconectada [MW]	Reserva en giro [MW]	Costo [Millones US\$/año]
0	0	0,00
50	48,61	0,05
100	99,43	0,22
150	151,32	0,53
200	204,86	0,98
250	255,03	1,53
300	311,04	2,29
350	353,57	2,96
400	409,02	3,98
450	459,37	5,03
500	513,74	6,30

Finalmente se grafican los costos de la reserva en giro necesaria para mantener la estabilidad del sistema en cada caso.

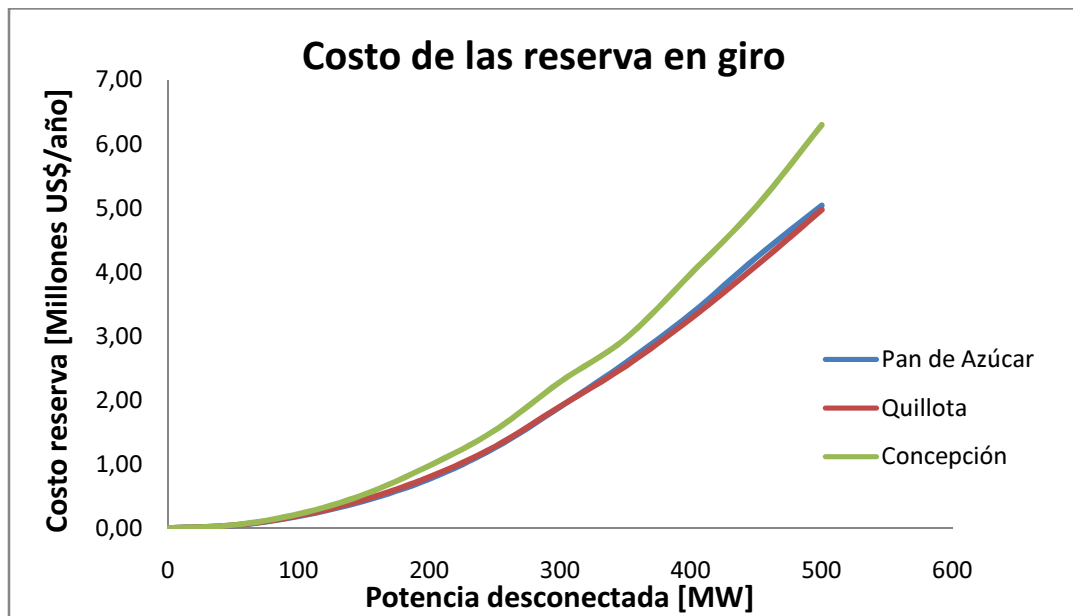


Figura 5.19: Costos de reserva en giro para los tres casos.

De la figura 5.19 se aprecia que para el caso del parque Concepción se tiene el mayor costo para la reserva en giro, esto es debido a las mayores pérdidas ocurridas en la red para lograr abastecer a los consumo que utilizaban la energía proporcionada por el parque eólico.

Además, se aprecia que los parques Pan de Azúcar y Quillota tienen un costo parecido para la reserva en giro, la cual es necesaria para mantener la frecuencia dentro de los rangos establecidos. Sin embargo se establece un rango de menor costo para cada parque: para el caso de Pan de Azúcar, se tiene el menor costo hasta una desconexión de 300 [MW]; luego el menor costo lo tiene el caso del parque Quillota una vez sobrepasada la desconexión de 300 [MW]

Finalmente se puede concluir que en el peor caso, es decir en el parque Concepción, el mayor costo de la reserva en giro es 6,3 Millones de dólares al año, cuando se desconectan 500 [MW]. Por otra parte el costo de operación del sistema completo antes de conectar el parque eólico es 536,65 Millones de dólares al año. Al comparar estos valores se obtiene que el **costo de la reserva en giro equivale a un 1,17 % del costo operación del sistema completo.**

Todo lo anterior sin considerar que la entrada de un parque eólico de este tamaño a un sistema interconectado reduce de gran manera el costo de operación del sistema completo.

Capítulo 6 Conclusiones

Existe variada literatura que habla acerca de las distintas tecnologías de generación eólica, donde se observa que los generadores más utilizados son los generadores de inducción de velocidad fija, los generadores de inducción doblemente alimentados y de menor forma los generadores sincrónicos. Cada una de estas tecnologías posee sus ventajas y desventajas.

Chile posee un gran potencial de recursos energéticos renovables siendo la energía eólica la que posee una mayor posibilidad de penetración en el SIC siguiendo el ejemplo de los países más desarrollados. Por este motivo se utiliza el mapa eólico de Chile, donde se puede determinar que las zonas con mayor potencial son los sectores cercanos a las barras Pan de Azúcar, Quillota y Concepción, motivo por el cual se simulan los parques en estos lugares.

El modelo reducido del SIC utilizado durante el desarrollo de este trabajo se comporta aproximadamente de la misma forma que el modelo real utilizado por el CDEC-SIC. Se encuentra la frecuencia para el accionamiento de los EDACs, este valor es 49,154 [Hz].

Desde el punto de vista estático se aprecia que el SIC no tiene problemas para la conexión de un parque eólico de 500 [MW] aún cuando este se desconectara perdiendo la totalidad de su potencia. En régimen permanente, la frecuencia llega a un valor de 49,59 [Hz], lo cual no accionaría los EDACs, por lo tanto el sistema no sufriría desconexión de consumos durante su operación más desfavorable. Esto es de suma importancia ya que la penetración de parques eólicos no debe disminuir la calidad del servicio.

Durante este trabajo se desarrolla una metodología para encontrar la reserva en giro mínima para cada nivel de desconexión. Este procedimiento funciona adecuadamente y se logra encontrar en la mayoría de los casos el valor deseado. En los casos donde hubo problemas es cuando la potencia desconectada no alcanza a variar la frecuencia hasta el valor de 49,154 [Hz], sin embargo no perjudica la veracidad de los resultados ya que en estos casos igual se encuentra la mínima potencia en giro. Esto se comprueba ya que si se disminuía la reserva, entonces el sistema sufría el colapso de la frecuencia.

Este procedimiento se desarrolla para el caso de tres parques eólicos y se logra calcular la relación entre potencia desconectada para cada parque y la reserva utilizada por el sistema. La relación para cada parque se muestra a continuación:

Parque eólico Pan de Azúcar:

$$P_{reserva} = 0,936 \cdot P_{desc} - 1,464 \quad (\text{Valores en [MW]})$$

Parque eólico Quillota:

$$P_{reserva} = 0,921 \cdot P_{desc} + 1,761 \quad (\text{Valores en [MW]})$$

Parque eólico Concepción:

$$P_{reserva} = 1,027 \cdot P_{desc} - 1,782 \quad (\text{Valores en [MW]})$$

Además, se obtiene el costo de la reserva en giro para cada parque. En el peor caso, este valor corresponde a 6,3 millones de dólares al año lo que equivale al 1,17% del costo de operación anual del sistema completo.

Finalmente, tras cumplir los objetivos trazados durante este trabajo, se sugiere realizar las siguientes investigaciones futuras:

- Realizar un estudio para el control secundario de frecuencia ante una alta penetración eólica.
- Incorporación de los controladores automáticos de generación (AGC) para el estudio de frecuencia.
- Diseño de un parque eólico para simulaciones dinámicas de larga duración.
- Estudios acerca de otras tecnologías no convencionales de generación.

- Estudio de la incorporación de las ERNC en los costos marginales del SIC.

Referencias

- [1] Burton T., Sharpe D., Jenckins N. and Bossanyi E., *Wind Energy Handbook*. John Wiley & Sons, Ltd. 2001

- [2] R. Hirvonen, 2000, '*Material for course S-18.113 Sähköenergiajärjestelmät*', Power Systems Laboratory, Helsinki University of Technology.

- [3] *Wind Power in Power Systems*, Thomas Ackermann, Royal Institute of Technology, Stockholm, Sweden. John Wiley & Sons, Ltd. 2005.

- [4] Proyecto EOLO, La energía eólica en Chile, evaluación de su potencial. CORFO, 1993. Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas.

- [5] Petersson A, Thiringer T, Harenfors L and Petru T, *Modeling and Experimental Verification of Grid Interaction of a DFIG Wind Turbine*, IEEE Transactions on Energy Conversion, vol. 20, N° 4, 2005.

- [6] Pöller M and Achilles S, *Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics*, DigSILENT® GmbH, Germany.

- [7] Petterson A, Harenfors L and Thiringer T, *Evaluation of Current Control Methods for Wind Turbines Using Doubly-Fed Induction Machines*, IEEE Transactions on Power Electronics, vol. 20, N° 1, 2005.

- [8] Ekanayake J and Jenkins N, *Comparison of the response of Doubly-Fed and FixedSpeed Induction Generator wind turbines to changes in network frequency*, IEEE Transactions on Energy Conversion, Paper no. PESL-00146-2003.

- [10] Achilles S and Pöller M, *Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms*, DlgSILENT® GmbH, Germany.

- [11] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.

- [12] P. Kundur, *Power System Stability in the New Industry Environment: Challenges and Solutions*, Pontificia Universidad Católica de Chile, 26 de marzo de 2007.

- [13] Keith Watt, Simulación para distintos escenarios de alta penetración eólica en el SIC, Universidad de Chile, abril de 2008.

- [14] Comisión Nacional de la Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, 16 de Mayo 2005.

- [15] Estudio control de frecuencia y determinación de reservas, Dirección de Operación CDEC-SIC, 30 de abril de 2008.

- [16] Procedimiento para el cálculo del factor de desempeño del control de frecuencia (FECF) en el SIC, Dirección de Operaciones CDEC-SIC.

- [17] Estudio Esquemas de Desconexión Automáticos de Carga 2008-2009, Dirección de operación CDEC-SIC, 30 de octubre de 2008.

- [18] Diagrama unilineal del SIC, Centro de Despacho Económico de Carga CDEC.

- [19] Johanna Monteiro, Modelación Dinámica de parques eólicos para una integración masiva en el SIC, Universidad de Chile, abril de 2008.

- [20] Manual DigSilent PowerFactory®, Francisco M. González-Longatt, Agosto 2009

[21] Análisis Dinámico de la Operación de Parques Eólicos Interconectados al SIC, Luis Vargas, Claudia Rahamann, Rodrigo Palma-Behnke