

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

**RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA
CON GENERACIÓN EÓLICA**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELECTRICISTA

HERNÁN IGNACIO AGÜERO VEGA

**PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA**

**MIEMBROS DE LA COMISION:
LUIS VARGAS DÍAZ
NELSON MORALES OSORIO**

**SANTIAGO DE CHILE
NOVIEMBRE 2012**

RESPUESTA INERCIAL DE SISTEMAS DE POTENCIA CON GENERACIÓN EÓLICA

Actualmente existe un gran interés por el uso de tecnologías de generación renovable no convencionales, para así poder reducir tanto el impacto medioambiental de la generación eléctrica como también la dependencia de combustible fósiles en la matriz energética. Uno de los medios de generación no convencional que se perfila como altamente competitivo corresponde a la generación eólica y, dentro de esta, la tecnología predominante corresponde a las turbinas de velocidad variable con convertidores.

La integración masiva de energía eólica implica desafíos técnicos importantes desde el punto de vista del sistema, siendo el control de frecuencia uno de los más discutidos. Un aspecto importante corresponde a que las turbinas eólicas de velocidad variable que si bien tienen una cantidad significativa de energía cinética almacenada en sus aspas, estas no aportan respuesta inercial al sistema debido a que el convertidor de potencia desacopla el generador de la red haciendo que las turbinas sean insensibles a cambios de frecuencia en el sistema. De esta forma la incorporación masiva de turbinas eólicas de velocidad variable podría implicar una disminución importante de la inercia total del sistema de potencia.

De lo anterior, surge el objetivo principal de esta memoria: estudiar el comportamiento de la respuesta inercial de un sistema eléctrico de potencia. Considerando el alto potencial eólico que existe en el norte grande del país, lo cual se ha visto reflejado en el hecho de que hoy existen 856 MW en proyectos de generación eólica con aprobación ambiental, junto con las limitaciones técnicas del SING producto de ser un sistema puramente térmico, se ha considerado que es relevante estudiar dicho sistema ante distintos escenarios de penetración eólica y analizar las consecuencias que ello tiene en él, junto con estudiar medidas correctivas para paliar la reducción de inercia.

Para estos efectos se desarrolló una metodología para el estudio de la respuesta inercial en el SING y se implementaron los modelos dinámicos requeridos en el software DigSilent Power Factory. De los resultados obtenidos en las simulaciones dinámicas realizadas, fue posible constatar el deterioro de la respuesta inercial al aumentar la participación de turbinas eólicas de velocidad variable en la matriz de generación del SING, llegando incluso a darse desprendimiento de carga en el escenario de máxima penetración considerado producto de la disminución de inercia.

Además se logró confirmar que las medidas correctivas estudiadas son capaces de mejorar la respuesta inercial del sistema analizado, observándose en todos los casos que las consideran un aumento en la frecuencia mínima post-contingencia. Estas medidas llegaron incluso a evitar el desprendimiento de carga observado al no considerar medidas correctivas en el escenario de máxima penetración eólica estudiado, por lo que su implementación corresponde a un aporte relevante para facilitar la integración masiva de la energía eólica al SING.

Índice

Capítulo 1	Introducción.....	1
1.1	Motivación.....	1
1.2	Objetivo general	3
1.3	Objetivos específicos.....	3
1.4	Alcance	4
1.5	Estructura del documento	6
Capítulo 2	Estabilidad y Regulación de Frecuencia.....	8
2.1	Introducción.....	8
2.2	Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.....	8
2.3	Respuesta inercial.....	10
2.4	Regulación de frecuencia frente a grandes inyecciones de energía eólica.....	12
Capítulo 3	Sistemas de Acumulación de Energía	13
3.1	Introducción.....	13
3.2	Volantes de inercia (FESS)	14
3.3	Supercondensadores (SCES).....	17
3.4	SMES.....	19
3.4.1	Selección de tecnología	20
Capítulo 4	Modelos Dinámicos.....	22
4.1	Turbinas eólicas con generador de inducción doblemente alimentado	22
4.1.1	Modelo aerodinámico.....	24
4.1.2	Modelo mecánico	25
4.1.3	Modelo eléctrico del generador DFIG y convertidores.....	27
4.1.4	Controladores	30
4.1.5	Controladores de los convertidores.....	32
4.2	Sistema de acumulación de energía.....	37
4.2.1	Introducción.....	37
4.2.2	Modelo eléctrico del generador PMG y convertidores	39
4.2.3	Controladores	40

Capítulo 5	Medidas Correctivas.....	45
5.1	Introducción.....	45
5.2	Control inercial.....	45
5.3	Sistemas de acumulación de energía.....	50
Capítulo 6	Caso de Estudio.....	53
6.1	Introducción.....	53
6.2	Características generales del SING.....	53
6.3	Control de frecuencia en el SING.....	56
6.4	Zonas con potencial para desarrollo eólico en el SING.....	56
Capítulo 7	Metodología.....	59
7.1	Consideraciones generales.....	59
7.2	Modelación.....	61
7.2.1	Modelo turbina eólica DFIG.....	61
7.2.2	Modelo turbina eólica DFIG con control inercial.....	62
7.2.3	Modelo del volante de inercia.....	64
7.2.4	Modelo agregado.....	69
7.3	Modelo SING año 2020.....	72
7.4	Selección de escenarios.....	73
7.4.1	Selección de puntos de conexión de centrales eólicas.....	75
7.4.2	Capacidad instalada de generación eólica.....	77
7.5	Estudios dinámicos.....	78
7.5.1	Selección de puntos de operación.....	79
7.5.2	Definición de indicadores de desempeño.....	81
7.5.3	Definición de contingencias críticas.....	82
Capítulo 8	Resultados.....	85
8.1	Introducción.....	85
8.2	Resultados en escenario E0.....	85
8.2.1	Resultados representativos del sistema.....	86
8.2.2	Respuesta de frecuencia.....	86
8.3	Resultados en escenario E15.....	87
8.3.1	Resultados representativos del sistema.....	87

8.3.2	Resultados de parque eólico Taltal.....	88
8.4	Comparación de las estrategias M0, M1 y M2.....	93
8.5	Indicadores de desempeño.....	98
Capítulo 9	Conclusiones.....	102
Capítulo 10	Bibliografía.....	105

Índice de Figuras

Figura 2.1: Variación de frecuencia ante una perturbación [14]	9
Figura 2.2: Variación de frecuencia ante una perturbación [15]	10
Figura 3.1: Tipos y clasificación de ESS.....	14
Figura 3.2: Esquema de un FESS [21]	16
Figura 3.3: Esquema de un SCESS [21].....	18
Figura 3.4: Esquema SMES	19
Figura 4.1: Esquema típico de un generador DFIG.....	22
Figura 4.2 Estructura general del modelo DFIG	23
Figura 4.3 Eficiencia aerodinámica $C_p(\lambda, \beta)$ [31]	25
Figura 4.4 Modelo del eje de la turbina.....	26
Figura 4.5 Circuito equivalente de generador DFIG	27
Figura 4.6 Curva de salida del convertor [36]	30
Figura 4.7 Diagrama de bloques de control de pitch.....	32
Figura 4.8 Estructura del controlador de los convertidores DFIG	33
Figura 4.9 Controlador del convertor del lado del rotor	34
Figura 4.10 Controlador del convertor del lado del estator	36
Figura 4.11: Esquema volante de inercia con generador síncrono PMG	38
Figura 4.12 Estructura del controlador de los convertidores del FESS	41
Figura 4.13 Controlador del convertor del lado del generador	42
Figura 4.14 Controlador del Convertor del lado de la red	43
Figura 5.1. Diagrama de control inercial de una turbina eólica	47
Figura 5.2 Respuesta de un generador eólico con control inercial ante salida intempestiva de un generador [43]	48
Figura 5.3 Diagrama de estrategia de control inercial FESS.....	51
Figura 6.1 Diagrama simplificado del SING [49].....	55
Figura 6.2 Factor de planta esperado [50]	57
Figura 7.1 Metodología para el desarrollo de la memoria de título	59
Figura 7.2 Diagrama de bloques modelo DFIG con emulación de inercia	62

Figura 7.3 Diagrama de bloques del controlador de potencia modificado.....	64
Figura 7.4 Diagrama de bloques – control lado generador FESS	66
Figura 7.5 Diagrama de bloques – control lado red FESS	67
Figura 7.6 Diagrama de bloques – control de carga/descarga FESS.....	68
Figura 7.7 Diagrama de bloques – modelo mecánico	71
Figura 7.8 Puntos de conexión de centrales eólicas	76
Figura 7.9 Estudios dinamicos	79
Figura 7.10 Indicadores de desempeño	82
Figura 7.11 Respuesta de frecuencia ante contingencias candidatas.....	84
Figura 8.1 Frecuencia ante contingencia C1 en E0	86
Figura 8.2 Potencia activa del parque Taltal E15-M0	88
Figura 8.3 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M0	89
Figura 8.4 Potencia activa de parque Taltal E15-M1	89
Figura 8.5 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M1	90
Figura 8.6 Potencia activa de parque Taltal E15-M2	91
Figura 8.7 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M2	92
Figura 8.8 Potencia activa de FESS Taltal E15-M2.....	92
Figura 8.9 Velocidad angular del FESS Taltal E15-M2.....	93
Figura 8.10 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1 en E5	94
Figura 8.11 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1 en E10	94
Figura 8.12 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1- E15.....	95
Figura 8.13 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M0	96
Figura 8.14 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M1	96
Figura 8.15 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M2	97
Figura 8.16 Evolución de frecuencia mínima post-contingencia	98
Figura 8.17 Evolución de tiempo a minimo post-contingencia.....	100
Figura 8.18 Valor final de la frecuencia post-contingencia.....	101

Índice de Tablas

Tabla 6.1: Capacidad instalada por tecnología.....	54
Tabla 6.2: Características de sitios con potencial eólico.....	58
Tabla 7.1: Potencia instalada por parque en MW.....	77
Tabla 7.2: Número de turbinas por parque.....	78
Tabla 7.3: Potencia total de los parques en hora crítica en MW.....	81
Tabla 7.4: Potencia total de los parques en hora crítica en MW.....	81
Tabla 7.5: Definición de contingencias candidatas.....	83
Tabla 7.6: Indicadores de desempeño.....	84
Tabla 8.1: Indicadores de desempeño en escenario E0 ante C1.....	87
Tabla 8.2: Valores extremos en escenario E15.....	87
Tabla 8.3: Indicadores de desempeño.....	97
Tabla 8.4: Variación porcentual de frecuencia mínima respecto a E0.....	98
Tabla 8.5: Variación porcentual de frecuencia mínima respecto a M0.....	99

Capítulo 1 Introducción

1.1 Motivación

Hoy en día existe un gran interés a nivel mundial tanto por reducir el impacto medioambiental de centrales convencionales de generación así como también la dependencia de combustible fósiles en la matriz energética, mediante la adopción de tecnologías de generación renovables no convencionales. Lo anterior ha llevado a varios países a plantearse ambiciosas metas de penetración para este tipo de tecnología para lo cual han definido una serie de medidas, tales como, subsidios, apoyo a la investigación y desarrollo relacionada, exenciones de pagos, definiciones de cuotas de mercado mínimas entre otras [1].

Chile no ha estado ajeno a esta tendencia observándose una creciente preocupación por aumentar la participación de las Energías Renovables No Convencionales (ERNC) en la matriz energética nacional. Esto se ha motivado debido a la creciente preocupación por el impacto medioambiental de la generación eléctrica y el alto rechazo de la opinión pública hacia proyectos de generación eléctrica convencional. Además, la experiencia de las crisis de suministro que ha experimentado el país, junto con la alta dependencia de los precios de los combustibles fósiles importados, ha llevado a poner de manifiesto la necesidad de contar con una matriz energética diversificada y con un mayor grado de independencia.

Todo lo anterior ha generado un ambiente que ha llevado a que los distintos gobiernos hayan implementado una serie de medidas para fomentar el ingreso de tecnologías ERNC a los sistemas eléctricos nacionales. Muestra de ello es el desarrollo por parte del Estado de diversos estudios técnico-económicos, estudios de impacto eléctrico en la red, elaboración de publicaciones referenciales para el apoyo al desarrollo de proyectos ERNC, estudios de caracterización del potencial del recurso renovable, la publicación de leyes para el fomento de las ERNC y la actual discusión para implementar cambios regulatorios tendientes a dar mayores incentivos a estas tecnologías [2] [3].

La energía eólica tiene una participación menor en los sistemas interconectados nacionales, presentado sólo un 1,41% en el sistema interconectado central (SIC) y de 0% en el sistema interconectado del norte grande (SING) a octubre de 2011 [4]. No obstante la tendencia al aumento es clara, pasando desde un total de 18 MW instalados en el año 2007 a 174 MW instalados a octubre de 2011 en el SIC.

La tendencia creciente indicada se ve confirmada con el hecho de que hoy en día se han presentado proyectos de generación eólica ante el Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) con alrededor de un total de 2600 MW. De estos 2600 MW de proyectos eólicos, 856 MW corresponden a proyectos que consideran su interconexión al SING, lo que hace prever que dicha tecnología podría tener a futuro una participación importante en dicho sistema.

La integración masiva de energía eólica a los sistemas eléctricos de potencia implica desafíos técnicos importantes, dada la variabilidad inherente de la generación eólica y los diferentes conceptos involucrados en dicha tecnología en comparación con las centrales convencionales, tales como el uso de generadores de inducción y electrónica de potencia.

En el caso de la frecuencia, estas dificultades están ligadas a las variaciones de la potencia eólica generada, junto a la limitada predictibilidad del viento. Lo anterior, sumado a la sustitución de generadores síncronos convencionales por turbinas eólicas con limitada capacidad de regulación y baja inercia, en un escenario de alta penetración eólica, reduce fuertemente la capacidad total del sistema de manejar los desbalances entre carga y generación [5] [6].

En general, el impacto de la energía eólica en un sistema eléctrico de potencia dependerá tanto de las características técnicas del sistema como de las particularidades de los parques eólicos en sí (tipo de turbinas, distribución y nivel de penetración en el red) por lo que no es posible generalizar los resultados obtenidos para un determinado sistema eléctrico.

En particular, respecto a la respuesta inercial, actualmente no existen exigencias en las distintas normativas vigentes en los diferentes sistemas eléctricos en el mundo, sin embargo está en discusión la incorporación de requerimientos al respecto. Ejemplo de lo anterior es que en el

caso de la normativa del Reino Unido (NGC) y la futura normativa técnica común para las redes europeas (E-NSTOE) donde existen borradores de propuestas de requerimientos ya desarrollados relacionados con la respuesta inercial de unidades de generación no sincrónicas [7] [8].

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) corresponde a un sistema eléctrico de potencia que presenta características especiales dado que él corresponde a un sistema puramente térmico, donde la demanda es mayoritariamente de origen industrial, con una participación del orden de un 90%, en su mayoría proveniente de industrias mineras.

Adicionalmente, el control secundario de frecuencia en el SING se realiza de forma manual, lo que sumado a lo antes expuesto implica un sistema poco flexible, lo que frente a grandes inyecciones eólicas puede llevar a problemas de regulación de frecuencia importantes.

Dado lo anterior y considerando los proyectos eólicos que actualmente se encuentran en proceso de evaluación en el SEIA, una pregunta clave que surge es si efectivamente es posible mantener los niveles de calidad y suministro definidos en la normativa en el SING frente a grandes inyecciones de generación eólica.

En particular, dada la poca flexibilidad del parque generador del sistema y la reducción de la inercia que implicaría una gran inyección de energía eólica, la regulación frecuencia surge como un factor clave, siendo de particular interés estudiar la respuesta inercial de este sistema y su efecto en el control de frecuencia.

1.2 Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es estudiar la respuesta inercial de sistemas eléctricos de potencia puramente térmicos frente a grandes inyecciones de generación eólica.

1.3 Objetivos específicos

Para lograr el objetivo general antes indicado, se han definido los siguientes objetivos específicos:

- Revisión bibliográfica de los modelos dinámicos de generadores eólicos actuales.

- Revisión bibliográfica de estrategias de control para emular inercia en las turbinas eólicas.
- Revisión bibliográfica de tecnologías para aportar inercia al sistema.
- Desarrollar modelos dinámicos para turbinas eólicas con su sistema de control y de tecnologías con aporte inercial.
- Selección de una tecnología con aporte inercial y el desarrollo de su modelo dinámico, con su respectivo sistema de control.
- Desarrollar una metodología para el estudio de la respuesta inercial en los sistemas eléctricos de potencia.
- Desarrollar un caso de estudio para el SING frente a grandes inyecciones de generación eólica.

1.4 Alcance

Es pertinente realizar ciertas precisiones respecto al alcance del presente estudio. Primero que todo, y tal como quedo consignado en los objetivos antes indicados, esta memoria se enfoca en el estudio de la respuesta inercial de sistemas de potencia con generación eólica, por lo que las simulaciones y acciones de control analizadas están enfocadas en el intervalo de tiempo inmediatamente después de ocurrida una contingencia.

Respecto a las turbinas eólicas a considerar, en términos generales, existen dos grandes tipos de tecnologías: de velocidad fija y de velocidad variable. Las primeras se encuentran conectadas directamente a la red, mientras que las de velocidad variable son conectadas mediante convertidores de potencia. Las principales tecnologías son las siguientes [9]:

- Velocidad Fija
 - Generador de inducción de velocidad fija.
- Velocidad Variable
 - Turbinas con máquina sincrónica con convertidor completo.
 - Turbina con máquina de inducción doblemente alimentada (DFIG).

Los generadores DFIG presentan ventajas tales como reducir las variaciones de tensión en el punto de conexión del parque eólico y un control independiente de la potencia activa y reactiva inyectada al sistema eléctrico. Adicionalmente, otra ventaja de esta tecnología es que la velocidad

del rotor puede ser ajustada en función de la velocidad del viento, en un rango definido por la capacidad del convertidor, con lo que es posible llevar al óptimo la eficiencia aerodinámica del sistema, lo cual maximiza la extracción de energía desde el viento.

Además, el costo de las turbinas eólicas DFIG es menor comparado con turbinas equipadas con un convertidor completo, lo que ha llevado a que dicha tecnología se presente como la dominante dentro del mercado, con una participación del 63,3 % de la potencia instalada mundial en el año 2009 [1] [9]. Respecto a las turbinas de velocidad fija, ellas están desapareciendo del mercado, llegando en el año 2009 a representar solo un 4,9 % de la potencia instalada mundial y con una clara tendencia decreciente [1]. Además, a nivel nacional la mayoría de los proyectos en desarrollo son en base a turbinas DFIG [10]. Por lo anterior la presente memoria se centra exclusivamente en el análisis de generadores eólicos DFIG y consideran sólo turbinas de este tipo.

Respecto a los sistemas de acumulación de energía para aportar inercia al sistema existen diversas tecnologías para estos efectos, tales como volantes de inercia, supercondensadores, baterías, etc. Dado que no hay una tendencia clara en el mercado de estas tecnologías, se contempla la revisión bibliográfica del estado del arte de dichas tecnologías junto con un análisis comparativo con el objeto de seleccionar una de ellas para su modelación y simulación.

Para el desarrollo de los estudios eléctricos requeridos para la presente memoria se contempla el uso del software DigSilent Power Factory. Respecto al modelo del SING, se dispone a priori de un modelo implementado en dicho software, por lo que sólo se contempla la reducción del modelo en cuestión con el objeto de reducir la complejidad de las simulaciones.

En cuanto al marco temporal, se considera razonable realizar las simulaciones al año 2020, dado que permite tener una ventana de tiempo razonablemente larga para la instalación de nuevas centrales eólicas ya la vez no tan distante como para hacer que las proyecciones requeridas (demanda, parque generador, etc.) no presenten un error considerable.

Además, se considerará como dato las proyecciones de demanda, las obras futuras de generación y transmisión las cuales son tomadas de estudios de planificación previos realizados dentro del Centro de Energía de la Universidad de Chile.

1.5 Estructura del documento

La presente memoria está compuesta por diez capítulos y anexos de diversa naturaleza. En el primero se indica la motivación del trabajo, sus objetivos y alcance. En el segundo capítulo se realiza un breve revisión de los conceptos de estabilidad y control de frecuencia, poniendo énfasis en explicar qué se entiende por la respuesta inercial de un sistema y cómo se ve afectado el control de frecuencia ante grandes inyección eólicas

El capítulo tres corresponde a la revisión bibliográfica de los sistemas de acumulación de energía (ESS), donde se muestran las características principales de los ESS adecuados para aportar energía con el objeto de mejorar la repuesta inercial de un sistema eléctrico de potencia (SEP).

En el capítulo cuatro, se describe la modelación de un parque eólico compuesto por turbinas del tipo DFIG. El capítulo cinco presenta medidas correctivas con el objeto de mejorar la respuesta inercial de un SEP. Se describen las principales estrategias de control inercial propuestas en la literatura, junto con la descripción de un criterio para la determinación de las características de un ESS que tenga por objeto mejorar la respuesta inercial del sistema.

En el capítulo seis, se da una breve descripción del sistema interconectado del norte grande (SING), destacando sus principales características, esquemas de regulación de frecuencia y zonas aptas para el desarrollo eólico en el sistema.

El capítulo siete detalla la metodología propuesta para alcanzar el objetivo del trabajo. En el capítulo ocho se exponen los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas. Finalmente, en el capítulo nueve se incluyen las conclusiones del trabajo realizado.

Por último se incluyen una serie de anexos que complementan lo expuesto en la memoria y se adjunta en un medio óptico (CD) los archivos que respaldan lo desarrollado, tales como modelos, datos de salida, planillas de cálculo, etc. (Anexos electrónicos).

Capítulo 2 Estabilidad y Regulación de Frecuencia

2.1 Introducción

En términos generales, la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia se refiere a la capacidad del sistema para seguir en funcionamiento luego de una perturbación, logrando mantener todas sus variables electromecánicas dentro de un rango aceptable. Dicho rango está definido en la normativa aplicable al sistema eléctrico de potencia en estudio [11] [12].

La estabilidad de frecuencia corresponde a la capacidad del sistema de mantener la frecuencia dentro de un rango cercano a la frecuencia nominal, que corresponde a 50 [Hz] en el caso de los sistemas eléctricos chilenos. Esto se logra conservando el balance entre la potencia activa generada y consumida mediante distintas acciones de control.

La estabilidad de frecuencia en el corto plazo está directamente relacionada con salidas intempestivas de centrales generadoras o variaciones bruscas en la demanda, lo cual puede llevar al sistema eléctrico a condiciones inestables, provocando desprendimiento de cargas o la desconexión de unidades generadoras por condiciones de sobre o sub frecuencia.

2.2 Regulación de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia

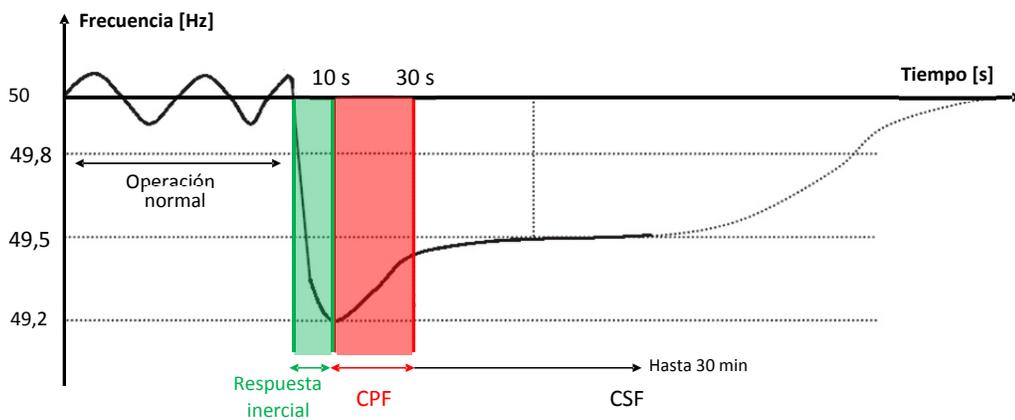
En un sistema eléctrico de potencia, una desviación considerable de la frecuencia con respecto a la frecuencia nominal puede llegar a tener consecuencias tan graves como el colapso total del sistema eléctrico, por lo cual es de suma importancia implementar acciones adecuadas para mantenerla dentro de un rango en torno a su valor nominal.

Dichas acciones se enmarcan dentro del concepto de control de frecuencia, el cual es un conjunto de acciones de naturaleza manual o automática destinadas a mantener la frecuencia de operación del sistema dentro de una banda predefinida en torno el valor nominal correspondiente,

corrigiendo los desequilibrios entre la potencia generada y demandada en el sistema interconectado.

Las acciones de control principales corresponden al control primario de frecuencia (CPF) y el control secundario de frecuencia (CSF) [12] [13] que se aplican en distintas escalas de tiempo, tal como se muestra en la siguiente figura.

Figura 2.1: Variación de frecuencia ante una perturbación [14]



El CPF se refiere a acciones ejercidas rápidamente y de manera automática en las unidades generadoras por sus sistemas de control, con el objeto de modificar su producción, en función de la frecuencia del sistema. El CPF tiene como prioridad lograr que la frecuencia vuelva a valores dentro de un rango aceptable en un corto intervalo de tiempo.

Producto de las características de los controladores de las unidades de generación, luego de la acción del CPF, se tendrá un error permanente en la frecuencia del sistema respecto a su valor nominal, por lo cual se requieren acciones adicionales para corregir esta desviación.

Debido a este error en régimen permanente, se requieren acciones adicionales tendientes a subsanar dicha situación, para luego permitir que las generadoras participantes del CPF puedan restablecer su producción de acuerdo al orden económico de despacho. Para ello se realizan una serie de acciones que corresponden al denominado Control Secundario de Frecuencia (CSF) las

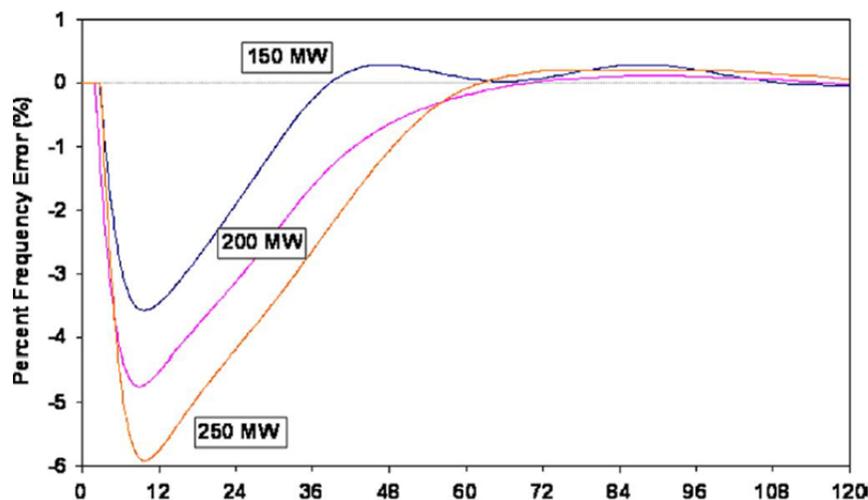
cuales consisten básicamente en ajustar las referencias de un conjunto de unidades de generación para compensar dicho error.

El CSF puede ser realizado de forma automática mediante la implementación de un control automático de generación (AGC) o de forma manual por el operador del sistema en el conjunto de unidades de generación que participan del CSF. El tiempo de respuesta de esta acción es del orden de varios minutos y, de acuerdo a lo normativa nacional, no puede exceder los 15 minutos para responder y además debe ser sostenible durante 30 minutos [13]. El nivel de reserva requerido para el CSF y las unidades que participan en él se determina en base a criterios técnico-económicos definidos en la normativa vigente [13].

2.3 Respuesta inercial

Inmediatamente después de ocurrida una perturbación, la frecuencia del sistema experimenta una variación brusca y no controlada debido a que los reguladores de velocidad de las unidades de generación no responden de manera instantánea. Dicha variación depende de las características del sistema y de la magnitud de la perturbación [15] [12] [16]. Lo anterior se aprecia en los primeros segundos en la siguiente figura en donde se muestra respuesta en frecuencia de un sistema sometido a la pérdida de distintos bloques de generación.

Figura 2.2: Variación de frecuencia ante una perturbación [15]



En este período, la diferencia de energía en el sistema es tomada de la energía cinética almacenada en los rotores de los generadores, llevando a la disminución de su velocidad y, en consecuencia, a la desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal. Los controladores de los generadores responden a la perturbación al cabo de unos segundos, variando así su potencia de salida para poder restaurar el balance entre la demanda y la generación.

Para ejemplificar la respuesta inercial de un sistema eléctrico de potencia, es conveniente considerar un sistema compuesto por una maquina síncrona, cuya dinámica queda descrita por la siguiente ecuación [12].

$$J\omega \frac{d\omega}{dt} = P_{gen} - P_{carga} \quad (2.1)$$

Donde:

J : Momento de inercia total del sistema.

ω : Velocidad angular.

P_{gen} : Potencia total generada.

P_{carga} : Demanda total del sistema.

De lo anterior es posible apreciar que la inercia del sistema es la variable que limita la tasa de cambio de la frecuencia durante los primeros segundos después de ocurrido un desbalance entre carga y generación, antes de que se logren aplicar las acciones de control respectivas. En consecuencia, cualquier reducción de la inercia del sistema conduce a desviaciones de frecuencia mayores lo que, dependiendo de las condiciones de operación, podría llevar a situaciones críticas con respecto a la estabilidad del sistema.

Grandes desviaciones de frecuencia respecto a su valor nominal pueden llevar a la desconexión de carga producto de la activación de los esquemas de desconexión automática de carga (EDAC) o la disminución del desempeño del control primario de frecuencia, lo que en cualquier caso, implica graves consecuencia en la calidad y seguridad de suministro del sistema. Lo antes indicado se vuelve más probable en el caso de disminuir la inercia total del sistema, por lo que no es deseable disminuir dicha variable

2.4 Regulación de frecuencia frente a grandes inyecciones de energía eólica

Dada la naturaleza estocástica de la energía eólica, si se tiene una alta penetración de ella en un SEP, el control de frecuencia del sistema puede verse seriamente afectado. La variabilidad de la velocidad del viento hace que la potencia eólica generada presente variaciones, lo cual aumenta las exigencias al control de frecuencia del sistema y disminuye la capacidad total del SEP para manejar los desbalances entre demanda y generación: el sistema deberá estar preparado no sólo para compensar el incremento máximo probable de la demanda o la pérdida del mayor generador, sino también para enfrentar las variaciones en la potencia eólica generada [17] [18] [5].

Adicionalmente, las turbinas eólicas generalmente no incluyen controladores para participar del CPF en su sistema de control, lo cual disminuye las reservas del sistema. Además, si bien las turbinas eólicas de velocidad variable tienen una cantidad significativa de energía cinética almacenada en sus aspas, dicha energía no se traduce en un aporte de inercia al sistema en caso de fallas dado que el convertidor de potencia desacopla el generador de la red eléctrica. Luego, el aumento de las inyecciones de energía eólica, necesariamente lleva a un deterioro de la capacidad de regulación de frecuencia del sistema de potencia [19].

Para mitigar estos efectos, se han realizado diversas investigaciones y se han propuesto una serie de medidas las cuales, en general, corresponden a la modificación de la estructura de control de los generadores eólicos de manera de permitirles emular inercia o poder participar del CPF [20]. Alternativamente se ha propuesto incluir equipos adicionales de almacenamiento de energía para apoyar la regulación de frecuencia en distintas ventanas de tiempo [21].

Capítulo 3 Sistemas de Acumulación de Energía

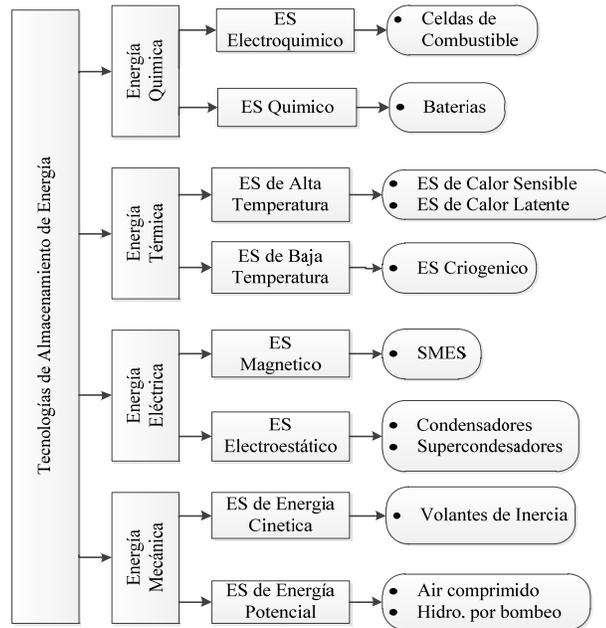
3.1 Introducción

Los sistemas de almacenamiento de energía (ES) corresponden a aquellos que convierten la energía eléctrica proveniente de un SEP a una forma en la cual esta pueda ser almacenada para su posterior uso.

Las formas de energía de almacenamiento pueden ser mecánica, térmica, electroquímica (baterías) y eléctrica, entre otras. Las principales tecnologías disponibles hoy en día para el almacenamiento de energía se indican a continuación y su categorización se muestra en la Figura 3.1 [21] [22] [23]:

- Sistema de almacenamiento de energía hidroeléctrico por bombeo(PHS)
- Sistema de almacenamiento de energía con baterías (BESS)
 - Baterías tipo Plomo Acido
 - Baterías tipo Li-ion
 - Baterías tipo Ni-Cd
 - Baterías tipo NaS
- Sistema de almacenamiento de energía por aire comprimido (CAES)
- Sistema de almacenamiento de energía con baterías de flujo (FBESS)
 - Batería de flujo redox de vanadio
 - Batería de flujo de zinc-bromo
 - Batería de flujo de polisulfato de -bromo
- Sistema de almacenamiento de energía basado en hidrógeno (HESS)
- Sistema de almacenamiento de energía mediante volante de inercia (FESS)
- Sistema de almacenamiento de energía con supercondensadores (SCEES)
- Sistema de almacenamiento de energía por superconducción (SMES)

Figura 3.1: Tipos y clasificación de ESS



De las tecnologías existentes hoy en día, sólo tres tienen una tasa de descarga y tiempo de respuesta lo suficientemente rápida para inyectar energía en los primeros segundos después de una contingencia y así mejorar la respuesta inercial de un SEP. Dichas tecnologías corresponden a los volantes de inercia (FESS), los supercondensadores (SCESS) y el almacenamiento de energía magnética por superconducción magnética (SMES) [21] [22] [23] [24] [25]. A continuación se describen dichas tecnologías.

3.2 Volantes de inercia (FESS)

Un volante de inercia corresponde a un sistema de almacenamiento de energía de tipo electromecánico, el cual acumula energía en forma de energía cinética en una masa rotatoria donde la energía es tomada de la red eléctrica para acelerar dicha masa mediante un motor eléctrico durante el proceso de carga y es devuelta al sistema eléctrico por el mismo motor, operado como generador y típicamente tienen un potencia nominal de hasta 250 kW [25] [24] [26].

La capacidad de almacenamiento de energía está relacionada con la masa y velocidad del rotor. Por su parte, la potencia del FESS está relacionada con la capacidad de la máquina eléctrica

[23] [25] [21]. En general, desde un punto de vista de diseño, para aumentar la acumulación de energía es conveniente incrementar la velocidad en vez de la masa, dado que la primera se relaciona cuadráticamente con la energía.

En general, existen dos tipos de volantes de inercia; los de baja velocidad en donde la velocidad de giro es típicamente de hasta 6000 rpm, y los de alta velocidad donde la velocidad de giro es de hasta 50.000 rpm. Lo anterior implica importantes diferencias constructivas entre ambos.

Los FESS de baja velocidad usualmente consideran acero como material principal y los volantes de inercia de alta velocidad contemplan el uso de materiales compuestos de alta resistencia, tales como fibra de carbono o grafito, con el objeto de disminuir la masa, y en consecuencia, mitigar los mayores esfuerzos mecánicos involucrados debido a la mayor velocidad de giro. En el caso de los FESS de baja velocidad se han alcanzado densidades de energía de 5 Wh/kg y en el caso de los de alta velocidad la densidad de energía llega a 100 Wh/kg [23] [25] [21].

Las principales ventajas de los FESS de alta velocidad se relaciona con su menor costo específico de energía y potencia que junto con su mayor densidad de energía les permite acumular mayor energía cinética y ser más competitivos en relación a los FESS de baja velocidad. Además, todos los esfuerzos de investigación y desarrollo están puestos en los primeros, por lo que se esperan mejoras en dicha tecnología. Por lo tanto en adelante se analizan sólo volantes de inercia de alta velocidad, dado sus ventajas en relación a su contraparte de baja velocidad.

Los componentes principales de un FESS moderno de alta velocidad corresponden al volante, la carcasa, los cojinetes, el motor/generador, la electrónica de potencia y los respectivos controles. El volante de inercia está compuesto por materiales de alta resistencia y en él se almacena la energía. La carcasa provee la protección en caso de falla, junto con mantener un

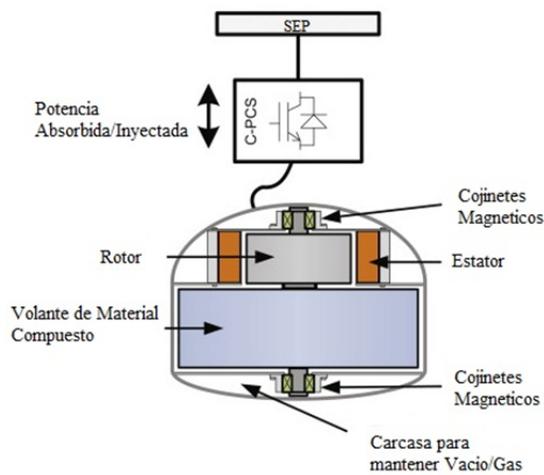
ambiente adecuado para minimizar las pérdidas aerodinámicas (vacío o gas de bajas pérdidas aerodinámicas como el helio).

Los cojinetes que soportan la estructura son un componente relevante, dado que por la constante rotación y la masa del volante, las pérdidas por fricción en ellos son altas, por lo que hoy en día se consideran cojinetes magnéticos, en donde se mantiene levitando la estructura interna.

Respecto al motor/generador, este se ubica generalmente al interior de la carcasa, lo que si bien complica la disipación del calor generado por el equipo, evita tener que utilizar complejos y costosos sistemas acoplamiento para el eje.

Típicamente se utilizan dos tipos de máquinas eléctricas en los FESS, que corresponden a generadores sincrónicos de flujo axial o de flujo radial, ambas con imanes permanentes. Ellas son utilizadas en la gran mayoría de los FESS comercialmente disponibles dado que estas tienden a generar menos calor producto de las pérdidas y minimizan las conexiones eléctricas hacia el exterior de la carcasa. Aparte de ellas, existe la posibilidad de utilizar máquinas de inducción o máquinas de reluctancia síncronas [27] [21]. La siguiente figura muestra un esquema típico de un FESS moderno.

Figura 3.2: Esquema de un FESS [21]



Lógicamente, se considera un convertor de electrónica de potencia para la conexión a la red eléctrica con su respectivo controlador para manejar el flujo de potencia desde y hacia el motor/generador. El convertor, en general, corresponde a uno de tipo PWM bidireccional el cual puede constar de una etapa (CA-CC) o dos (CA-CC-CA) según sea la aplicación. Adicionalmente, los FESS incluyen la electrónica necesaria para implementar el control de los ejes magnéticos

Los FESS poseen altas eficiencias, del orden de un 90% a 95%, y permiten cientos de miles de ciclos de carga/descarga, presentado una vida útil del orden de los 20 años. Adicionalmente los FESS poseen una respuesta dinámica extremadamente rápida y, tal como se indicó previamente, una densidad de energía y potencia relativamente alta comparada con otras tecnologías de almacenamiento.

No obstante, los FESS poseen una alta tasa de auto descarga con un mínimo de, típicamente, un 20% de la energía almacenada por hora, lo cual no los hace adecuados para aplicaciones de almacenamiento de largo plazo. Respecto al costo de los FESS, actualmente este se encuentra en torno a los 400 US\$/kWh a 800 US\$/kWh [22].

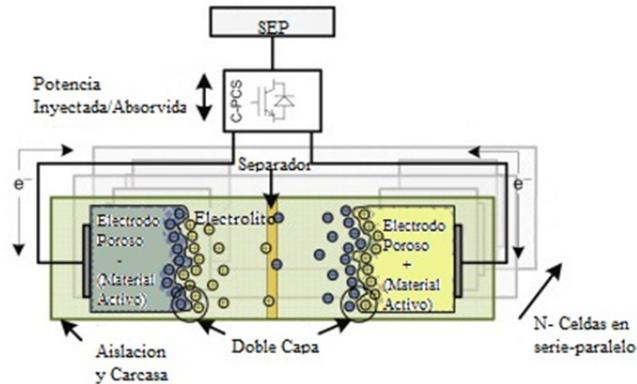
3.3 Supercondensadores (SCES)

Los supercondensadores son condensadores activados de alta superficie que utilizan membranas como electrolito, cuyo espesor es del orden de algunos nanómetros. Ellos son básicamente un condensador de muy alta capacitancia en tamaño reducido. Por lo anterior, en este caso, la energía es almacenada mediante cargas estáticas, en vez de un proceso electroquímico como es el caso de las baterías. En ellos se han obtenido capacitancias del orden de 5000 F y densidades de energía de hasta 5 Wh/kg. Por su parte, la densidad de potencia alcanza valores de 10.000 W/kg [21] [22].

Cada supercondensador opera a bajos voltajes, por lo que la tensión y capacidad deseada se logra mediante la conexión serie y paralelo de varios de ellos. Lo anterior, junto con un convertor

bidireccional, compone un sistema de almacenamiento de energía con supercondensadores (SCESS), cuya topología se muestra en la siguiente figura.

Figura 3.3: Esquema de un SCESS [21]



En la actualidad existen diversos tipos de supercondensadores, siendo los más comunes y menos costosos los electroquímicos de dos capas (ECDL). Ellos corresponden a celdas electroquímicas que contienen dos electrodos conductores, un electrolito y una membrana porosa separadora en donde se permite el tránsito de iones entre los dos electrodos. Típicamente, en los condensadores ECDL, el material de los electrodos corresponde a carbono poroso activado [21] [22]. También, en los últimos años se han utilizado aerogeles de carbono y nanotubos de carbono.

Respecto al electrolito utilizado, cabe destacar que dado que la tensión de ruptura limita el voltaje nominal, sus características son muy relevantes en el diseño de estos elementos. Lo anterior ha llevado a que se haya investigado el uso de diversos materiales para su construcción, los cuales pueden ser clasificados en orgánicos y acuosos, siendo los orgánicos los más comunes permitiendo tensiones nominales de hasta 3 V.

Una característica destacable de los supercondensadores corresponde al hecho de que, dado que no existen reacciones químicas asociadas al proceso de almacenamiento, los ciclos de carga y descarga implican una mínima degradación en las características de él (niveles de descarga completa y sobrecarga), lo cual le da una vida útil alta. Además la carga y descarga se hace en

sólo unos segundos, dándole al sistema una rápida respuesta. A lo anterior se suma el hecho de que no se libran sustancias tóxicas ni calor durante el proceso de carga/descarga, lo cual es una ventaja desde el punto de vista de la seguridad en la operación. Las eficiencias de los SCESS son altas y están en un rango de 85% al 98%.

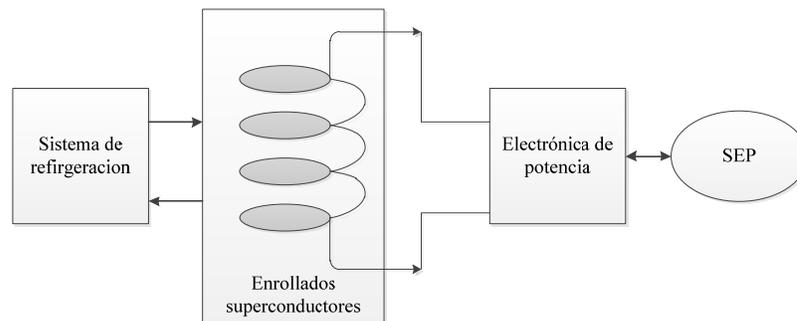
Actualmente, su principal desventaja corresponde al alto costo que tiene esta tecnología, llegando a ser del orden de 20.000 US\$/kWh [22] [23]. Un factor que limita las aplicaciones de los SCESS corresponde al hecho de que poseen una alta tasa de auto descarga, la cual puede llegar a ser del orden de un 14% de la energía nominal por mes. Además presentan una baja densidad de energía en comparación con otras tecnologías.

3.4 SMES

Los SMES basan su funcionamiento en almacenar energía en el campo magnético de una inductancia circular hecha de material superconductor, de manera que la corriente pueda circular indefinidamente con pérdidas cercanas a cero, para lo cual se requiere mantener el conductor en su estado superconductor mediante un sistema de refrigeración.

Los SMES tienen tres componentes principales; la unidad superconductora, el sistema de refrigeración y los convertidores electrónicos de potencia. La energía almacenada se calcula como el producto de la inductancia y el cuadrado de la corriente circulante, por lo que la caracterización del inductor tiene un rol preponderante en el diseño del SMES. La siguiente figura muestra su esquema típico [23].

Figura 3.4: Esquema SMES



La corriente máxima que puede circular por un SMES depende directamente de la temperatura, donde a menor temperatura mayor es la corriente admisible. Luego, dependiendo de la temperatura de operación, los SMES pueden ser clasificados en sistema de alta y baja temperatura, operando en alrededor de 70 K y 5 K respectivamente. En los primeros se utiliza nitrógeno líquido y en los segundos helio líquido como refrigerante, siendo los segundos una tecnología más madura [23].

En los SMES de baja temperatura es posible obtener densidades de energía de 40 MJ/m^3 , lo cual es superior a lo actualmente posible en los FESS y sistemas de baterías. Además, los SMES poseen una alta eficiencia de almacenamiento de energía, la cual está típicamente por sobre el 90% [23].

El tiempo de respuesta de estos equipos es extremadamente rápido, llegando a ser del orden de los milisegundos. Respecto a la capacidad de estos sistemas, va en el rango desde los 100 kW hasta los 10 MW. Adicionalmente, poseen una larga vida útil permitiendo decenas de miles de ciclos de carga/descarga.

No obstante las ventajas antes indicadas, los SMES no han logrado penetrar en el mercado, principalmente debido a su alto costo, el que oscila entre los 1000 US\$/kWh y 10.000 US\$/kWh [23]. A lo anterior se suma el hecho de que los SMES presentan sensibilidad a la temperatura, mayores costos operaciones asociados a la refrigeración, pérdidas parásitas asociadas al sistema de refrigeración y consideraciones ambientales relacionadas a los campos magnéticos de alta intensidad presentes en ellos.

3.4.1 Selección de tecnología

De acuerdo a lo expuesto en las secciones precedentes, existen tres tecnologías de almacenamiento de energía con un tasa de descarga lo suficientemente alta para la entrega rápida de potencia en el período de la respuesta inercial del sistema, las cuales corresponden a los volantes de inercia, supercondensadores y los SMES.

De ellas, las que presentan menores costos de inversión corresponden a los volantes de inercia, lo cual es una ventaja decisiva respecto a las otras tecnologías. Además, sus costo de operación y mantenimiento es menor respecto al caso del SMES, el cual requiere de un serie de insumos para mantener el estado criogénico [23].

Si bien los FESS aún están en una etapa de maduración, ya es posible encontrar equipos de este tipo en el mercado e instalados en operación comercial, lo cual permite tener referencias de su desempeño en función de la experiencia adquirida.

Adicionalmente, los FESS al tener partes rotatorias, necesariamente implican que tienen mayores costos de mantenimiento respecto a tecnologías estáticas como los SCESS, pero esto se ve mitigado por el uso de cojinetes magnéticos que no requieren lubricación y máquinas PMG que no necesitan de escobillas para su excitación. Además los riesgos por fallas catastróficas son reducidos mediante diseños adecuados de la carcasa y del volante de inercia junto a un buen diseño de los sistemas de protección [23] [25] [21].

En el caso de los SCESS, si bien sus características técnicas la hacen promisorias en aplicaciones para facilitar integración de energías renovables, esta aún es una tecnología inmadura, la cual presenta costos sustancialmente mayores a las otras dos alternativas y sin referencias probadas. Si bien en el largo plazo podrían ser una alternativa válida, actualmente y en el mediano plazo, no se vislumbra que puedan obtener una participación relevante en el mercado en razón de sus altos costos.

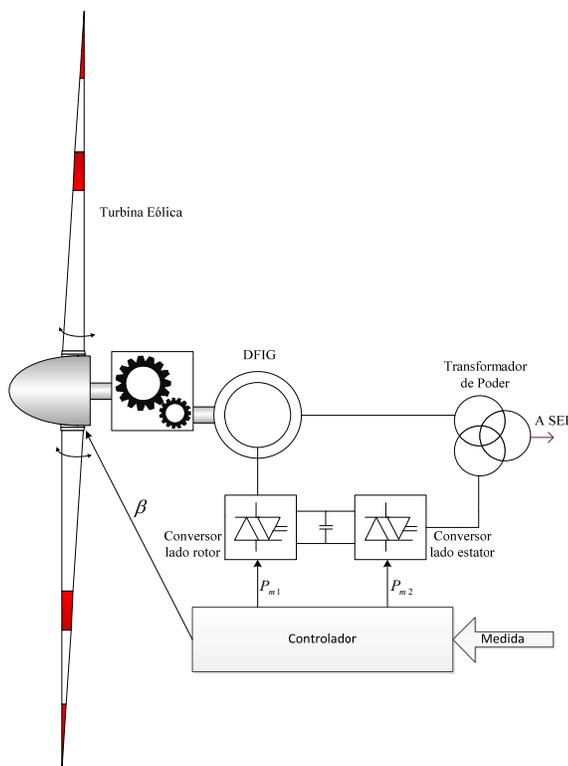
Luego, de acuerdo a las ventajas antes indicadas que poseen los volantes de inercia con respecto a las otras dos tecnologías analizadas, se selecciona a los FESS como la tecnología de acumulación de energía a estudiar en el presente estudio.

Capítulo 4 Modelos Dinámicos

4.1 Turbinas eólicas con generador de inducción doblemente alimentado

Los aerogeneradores del tipo DFIG poseen una turbina eólica con control activo del ángulo de la pala, una caja reductora y un generador de inducción de rotor bobinado en el cual se conecta el estator directamente a la red y el rotor es alimentado mediante un conversor de electrónica de potencia. La Figura 4.1 muestra el esquema típico de una turbina eólica de la tecnología antes indicada.

Figura 4.1: Esquema típico de un generador DFIG



Esta tecnología se ha vuelto bastante popular en turbinas eólicas de gran tamaño (sobre 2 MW), dado que el convertor de electrónica de potencia sólo requiere una capacidad del orden del 20% al 30% de la potencia nominal del generador, lo cual reduce el costo y las pérdidas eléctricas

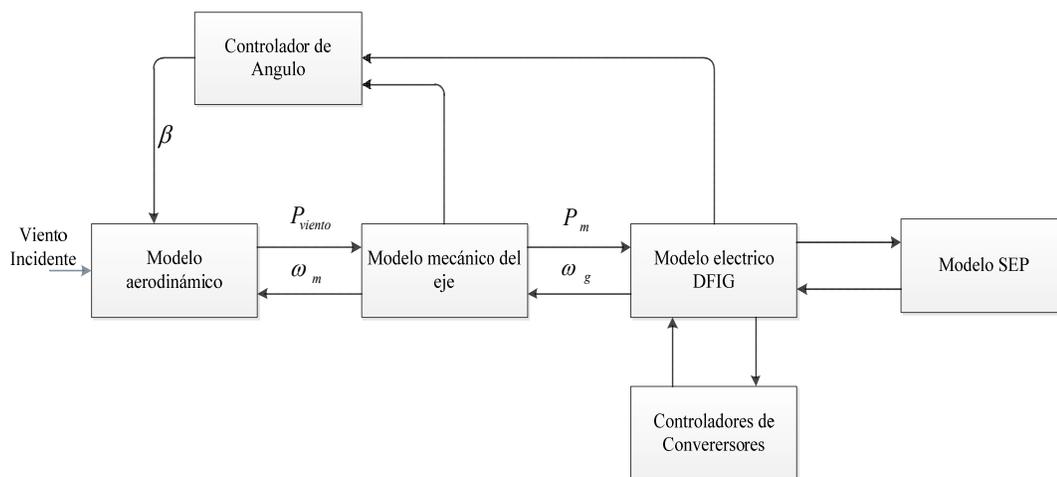
respecto a configuraciones que requieren un convertidor del 100% de la potencia nominal de generador eléctrico [9] [28].

Para realizar las simulaciones dinámicas de un parque eólico con este tipo de turbinas es necesario contar con modelos adecuados para este fin. Dicho modelo debe ser en lo posible, simple, pero a la vez debe ser capaz de predecir con una precisión aceptable las variables de interés tales como potencia activa, potencia reactiva, tensión, frecuencia y velocidad angular, entre otros. En [29] [30] [28] [31] [32] [33] se muestra el desarrollo de distintos modelos de generador eólico DFIG los cuales tienen las siguiente componentes principales:

- Modelo aerodinámico.
- Modelo mecánico.
- Modelo eléctrico del generador DFIG y convertidores.
 - Controladores.
 - Controlador del ángulo de paso (pitch).
 - Controlador de los convertidores.

El siguiente diagrama de bloques muestra la estructura del modelo de una turbina DFIG, considerando los componentes principales antes indicados.

Figura 4.2 Estructura general del modelo DFIG



A continuación se describen los modelos utilizados para representar los componentes principales de un aerogenerador DFIG.

4.1.1 Modelo aerodinámico

Para la simulación dinámica de una turbina eólica, es necesario contar con un modelo que permita estimar la potencia mecánica factible de extraer del viento para su posterior conversión a energía eléctrica. Ahora bien, la potencia mecánica en el eje corresponde sólo una a fracción de la potencia cinética total contenida en el viento y dicho valor está relacionado con la velocidad del viento, la velocidad del rotor de la turbina, la posición de las aspas y el diseño de la turbina. La potencia extraíble desde la energía contenida en el viento mediante un aerogenerador viene dado por la siguiente expresión [33].

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho r^2 v_{viento}^3 C_p(\lambda, \beta) \quad (4.1)$$

Donde:

r : Radio de las palas de la turbina

v_{viento} : Velocidad del viento.

λ : Velocidad de la punta del aspa.

β : Angulo de paso (pitch) de la aspa.

ρ : Densidad de aire.

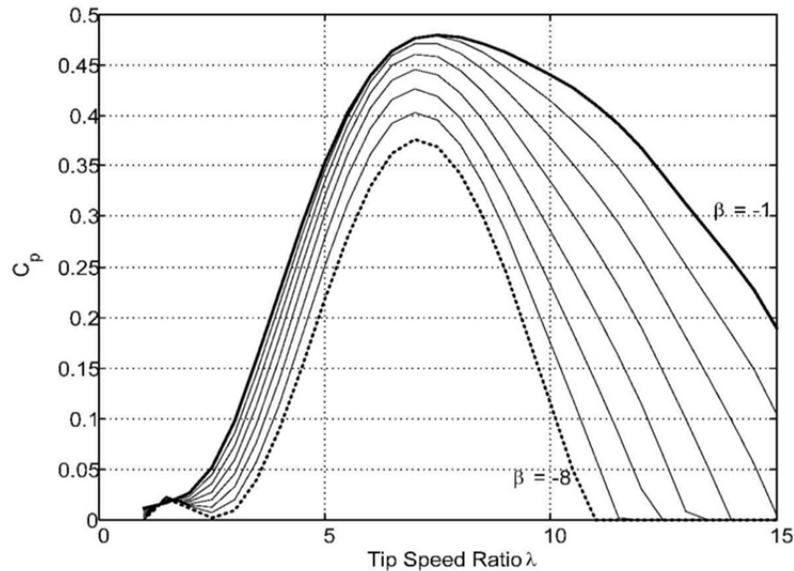
$C_p(\lambda, \beta)$: Eficiencia aerodinámica.

La velocidad de la punta de la pala viene dada por la siguiente ecuación.

$$\lambda = \frac{\omega_t r}{v_{viento}} \quad (4.2)$$

La función $C_p(\lambda, \beta)$ representa la eficiencia aerodinámica de la turbina eólica en función del ángulo de paso de las aspas y de la velocidad en el extremo de las palas, cuyo valor depende del diseño de la turbina. Si bien es posible aproximar dicha función mediante expresiones analíticas, en general, se utilizan valores pre calculados para un diseño de aerogenerador en particular [34]. La siguiente figura muestra un ejemplo de dicha función.

Figura 4.3 Eficiencia aerodinámica $C_p(\lambda, \beta)$ [31]



De la figura anterior se puede ver que para una velocidad del viento dada, existe un valor de la velocidad del extremo de la pala que maximiza la función de eficiencia aerodinámica, lo cual a su vez maximiza la potencia extraída del viento. El valor máximo de $C_p(\lambda, \beta)$ está acotado por un límite teórico, denominado límite de Betz, cuyo valor es 0,593 [28].

Cabe destacar que el modelo indicado representa el comportamiento aerodinámico en régimen permanente de la turbina eólica y no considera efectos de pérdida de sustentación dinámica al variar el ángulo de la pala [29] [32].

4.1.2 Modelo mecánico

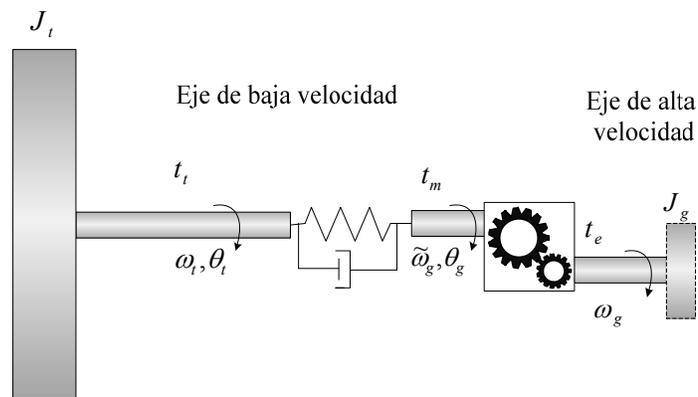
Perturbaciones tales como ráfagas de viento, variaciones de potencia activa, cortocircuitos y otras que ocurren en el SEP al cual está conectada la turbina, producen esfuerzos electromecánicos en el equipo, las que derivan en oscilaciones torsionales en los elementos que componen el sistema de ejes de la turbina eólica.

Dichos elementos corresponden al eje principal de aerogenerador y al eje de alta velocidad del generador los cuales están unidos por una caja de engranajes. Luego, en un aerogenerador del tipo DFIG esto se traduce en variaciones de velocidad, lo cual incide en el valor de las variables

eléctricas. Para describir el fenómeno antes indicado existen distintos modelos de diferentes grados de complejidad [30] [32].

Dado que en la presente memoria se consideran estudios de estabilidad ante perturbaciones mayores, el modelo debe considerar al menos un sistema de dos masas, en donde se representan por separado la gran inercia de la turbina y la pequeña inercia del generador [30] [33]. Lo anterior queda ilustrado en la siguiente figura.

Figura 4.4 Modelo del eje de la turbina



El modelo en la figura anterior considera que el eje que une la turbina con el generador no es completamente rígido. Para estos efectos se modela el lado de baja velocidad mediante un resorte y un amortiguador, mientras que el lado del generador, correspondiente al lado de alta velocidad, se considera rígido. Ambos ejes se unen mediante una caja reductora ideal. Luego las ecuaciones que describen este modelo dinámico corresponden a las siguientes.

$$J_t \cdot \frac{d\omega_t}{dt} = t_t - t_m \quad (4.3)$$

$$\frac{d\theta_{tg}}{dt} = \omega_t - \tilde{\omega}_g \quad (4.4)$$

$$t_m = k\theta_{tg} - d(\omega_t - \tilde{\omega}_g) \quad (4.5)$$

$$t_t = \frac{P_{viento}}{\omega_t} \quad (4.6)$$

Donde:

P_{viento} : Potencia mecánica extraída del viento.

J_t : Momento de inercia de la turbina.

t_t : Torque mecánico en la turbina.

t_m : Torque en el eje de baja velocidad.

ω_t : Velocidad angular de la turbina.

$\tilde{\omega}_g$: Velocidad angular del generador referida al eje de baja velocidad.

θ_{tg} : Diferencia angular entre los extremos del eje de baja velocidad.

k : Constante de rigidez del resorte.

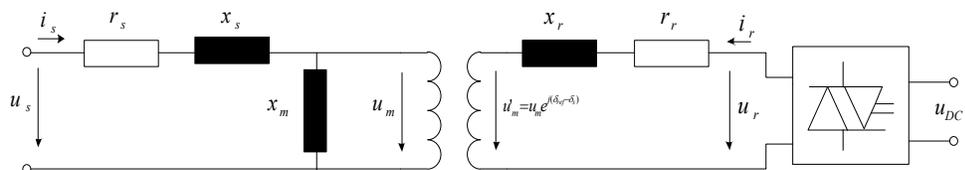
d : Coeficiente de amortiguación.

Cabe destacar que la inercia del generador es modelada de forma separada a la turbina, considerándola dentro de la representación del generador DFIG. Además se considera parte de dicha inercia la correspondiente a la caja reductora de velocidad.

4.1.3 Modelo eléctrico del generador DFIG y convertidores

Un generador DFIG corresponde a una máquina de inducción de rotor bobinado, donde este último se alimenta desde un convertidor de potencia. En la siguiente figura se muestra el circuito equivalente del generador modelado [30] [33].

Figura 4.5 Circuito equivalente de generador DFIG



Para una adecuada representación de los generadores del tipo DFIG, se debe considerar un modelo que sea capaz de reproducir con suficiente precisión las distintas variables de interés, pero que no sea en exceso complejo. Para estudios dinámicos se utilizan en general modelos de 3° orden, dado que en este caso es razonable despreciar el flujo transitorio del estator [12]. Luego, considerando un sistema de coordenadas rotatorio a la velocidad sincrónica ω_{ref} , las ecuaciones que definen el modelo en cuestión son las siguientes [35] [30]. Todas las variables se encuentran referidas al lado del estator.

$$u_s = r_s i_s + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi_s \quad (4.7)$$

$$u_r = r_r i_r + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_r}{dt} j + \frac{\omega_{ref} - \omega_g}{\omega_n} \psi_r \quad (4.8)$$

$$\psi_s = (x_s + x_m) i_s + x_m i_r \quad (4.9)$$

$$\psi_r = x_m i_s + (x_m + x_r) i_r \quad (4.10)$$

$$J_{gen} \frac{d\omega_g}{dt} = t_m + t_{elec} \quad (4.11)$$

$$t_{el} = \text{Im}(\psi_s i_s^*) \quad (4.12)$$

Donde:

u_s : Tensión del estator.

u_r : Tensión del rotor.

i_s : Corriente del estator.

i_r : Corriente del rotor.

ψ_s : Flujo del estator.

ψ_r : Flujo del rotor.

r_s : Resistencia del estator.

r_r : Resistencia del rotor.

x_s : Reactancia del estator.

x_r : Reactancia del rotor.

x_m : Reactancia de magnetización.

ω_n : Velocidad angular nominal del sistema eléctrico.

ω_r : Velocidad angular del rotor.

ω_{ref} : Velocidad angular sistema de referencia (síncrona).

J_{gen} : Momento de Inercia del generador.

t_m : Torque mecánico.

t_{elec} : Torque mecánico.

Un generador DFIG incluye dos convertidores, en una configuración “*back to back*” para la conexión del rotor a la red eléctrica. Dichos equipos, en general, corresponden a convertidores trifásicos de seis pulsos, implementados mediante transistores del tipo IGBT controlados mediante modulación por ancho de pulso (PWM) [29] [33].

En la frecuencia fundamental, un convertidor ideal sin pérdidas con modulación PWM sinusoidal, puede ser modelado mediante una fuente de voltaje alterna controlada mediante una tensión continua, lo cual queda descrito por las siguientes ecuaciones [36].

$$|V_{AC}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} |P_m| V_{dc} \quad (4.13)$$

$$\sqrt{3} \operatorname{Re}(V_{AC} I_{AC}^*) + V_{dc} I_{dc} = 0 \quad (4.14)$$

Donde:

V_{AC} : Tensión AC de salida del convertidor.

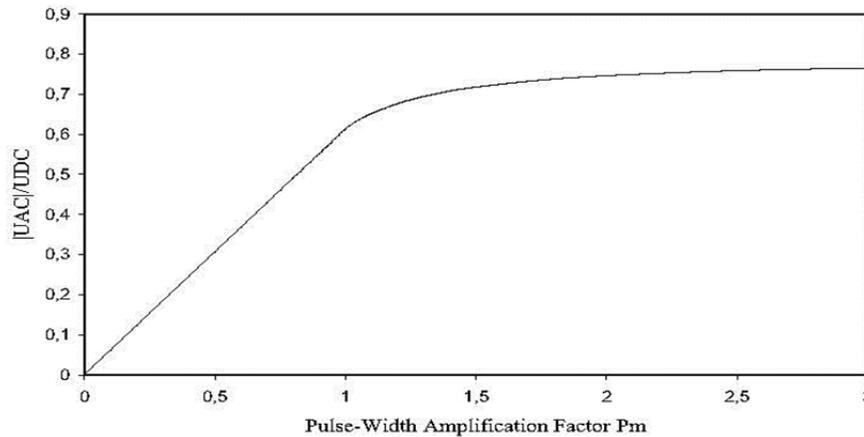
I_{AC} : Corriente de salida de convertidor.

V_{DC} : Tensión CC de Control.

P_m : Índice de modulación.

La ecuación (4.13) es análoga a las ecuaciones que relacionan las partes reales e imaginarias de V_{AC} y P_m , con lo que se define la fase de la tensión de salida del convertidor. Dichas ecuaciones son sólo válidas para $|P_m| < 1$, dado que fuera de rango el convertidor se satura, tal como se ilustra en la siguiente figura, incrementándose así el contenido armónico de la tensión de salida [36].

Figura 4.6 Curva de salida del convertor [36]



La ecuación (4.14) da cuenta que la potencia es la misma en ambos lados del convertidor ya que este se considera ideal. Luego para efectos de modelar las pérdidas, se debe considerar que en este tipo de convertidores las pérdidas, en su mayoría, corresponden a pérdidas en vacío producto de la conmutación rápida de los transistores que en promedio son proporcionales a V_{DC}^2 , por lo que se pueden modelar mediante una resistencia paralela en el lado de CC del convertidor [36].

Por último, como en todo convertidor, hay que considerar dentro del modelo una reactancia en serie para la conexión del convertidor PWM a la red para efectos de filtrado.

4.1.4 Controladores

El sistema de control de un aerogenerador del tipo DFIG tiene por objetivo regular la potencia extraída desde el viento de manera de seguir el punto de operación óptimo de la turbina o, eventualmente, limitar la potencia en el caso de vientos fuertes, los cuales puedan llevar al aerogenerador a condiciones de operación que lo dañen. Junto con lo anterior, el controlador es responsable de regular la potencia reactiva intercambiada con el sistema eléctrico de potencia al cual el generador DFIG está conectado [31].

El controlador debe considerar que los distintos subsistemas propios de una turbina DFIG poseen dinámicas en distintas escalas de tiempos dado que la dinámica eléctrica es típicamente

más rápida que la mecánica, por lo que la estructura del controlador y sus parámetros, en particular las constantes de tiempo, deben dar cuenta de lo anterior [32] [29] .

Respecto a la estrategia global del controlador, en general, se tiene que la potencia activa de salida de un generador eólico es permanentemente optimizada con el objeto de extraer la mayor cantidad posible de potencia según la velocidad del viento [32] [29].

De acuerdo a lo indicado en 4.1.1, para cada velocidad del viento existe una velocidad del eje que maximiza la potencia extraída del viento. Luego, asumiendo que la turbina opera en este punto, la velocidad del viento correspondiente puede ser calculada sin necesidad de mediciones de éste.

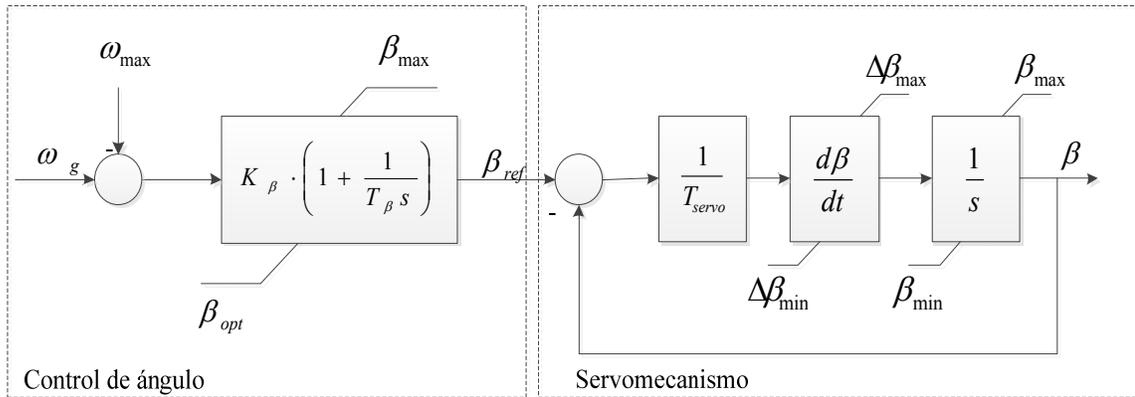
A partir de la eficiencia aerodinámica es posible obtener una relación entre la velocidad angular del generador y la potencia máxima extraíble; dicha función corresponde al curva de seguimiento de potencia máxima (MPT). Si se define la potencia de referencia de los controladores de los convertidores a partir de dicha curva, en función de la medida de la velocidad angular del generador, la potencia de salida del generadores es llevada a dicho óptimo [32] [29].

4.1.4.1 Controlador del ángulo de paso

Tal como se indicó en la sección 4.1, las turbinas eólicas del tipo DFIG consideran el control activo del ángulo de la pala (“*pitch controlled*”). El controlador de este sistema tiene dos objetivos principales: optimización de la potencia de salida del aerogenerador y protección el aerogenerador en el caso de vientos fuertes.

El controlador del ángulo de paso debe considerar el modelo del servomecanismo que ejecuta el cambio de ángulo y sus limitaciones físicas. Para estos efectos se considera la constante de tiempo asociada al servomecanismo, la limitación de la tasa de cambio del ángulo de las aspas y los correspondientes valores máximos y mínimos del ángulo β [31] [33]. La estructura de dicho controlador se muestra en la siguiente figura.

Figura 4.7 Diagrama de bloques de control de pitch



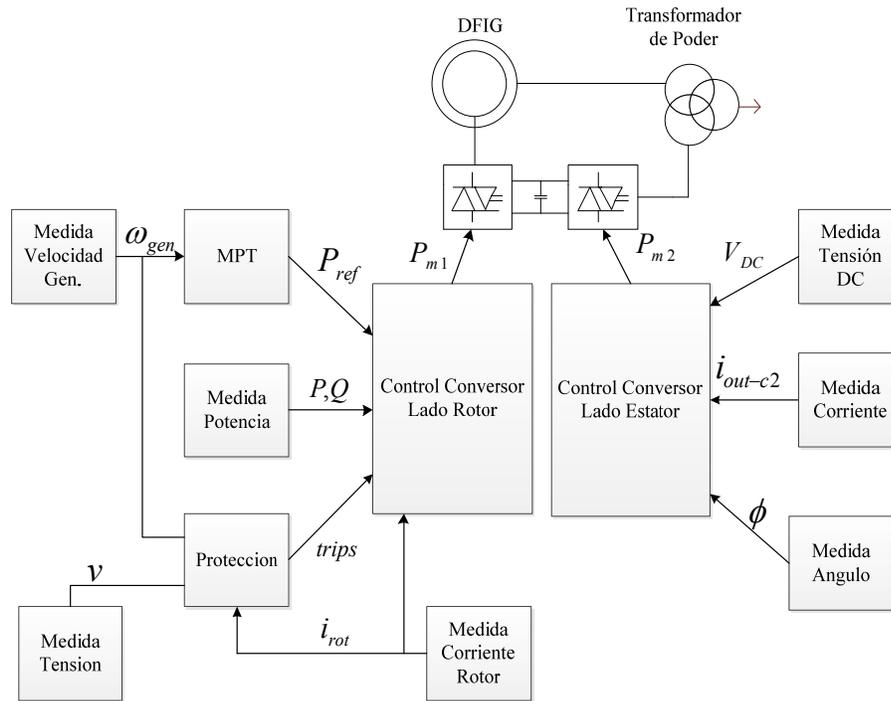
El controlador consta de una primera etapa que consiste generalmente de un control PI, al cual se le retroalimenta la velocidad angular del generador. La referencia de velocidad, en general, se predefine a la máxima admisible, típicamente un 20% sobre la nominal. Dicha etapa genera el ángulo de referencia el cual es enviado al lazo de control del servomecanismo.

Típicamente, el ángulo se mantiene en el mínimo, el cual corresponde al óptimo para todas las condiciones bajo la velocidad nominal, y se aumenta una vez superada dicha cota, para así limitar la potencia de salida y evitar daños al equipo.

4.1.5 Controladores de los convertidores

Los controladores de los convertidores están basados en la técnica de control vectorial, la cual permite desacoplar la potencia activa y reactiva mediante la descomposición de las corrientes y voltajes en sistemas de referencia $d-q$ rotatorios, cuya orientación y velocidad de giro son seleccionadas para simplificar la descomposición de las variables de interés [29] [32] [31]. El siguiente diagrama de bloques muestra la estructura global del control de los convertidores.

Figura 4.8 Estructura del controlador de los convertidores DFIG



En la figura se aprecia que el controlador de los convertidores está acoplado al control de la turbina mediante la medición de la velocidad angular del generador, la cual se utiliza para definir la referencia de potencia activa. A continuación se describen los controladores de los convertidores, tanto del lado del rotor como del estator.

4.1.5.1 Controlador del conversor del lado del rotor

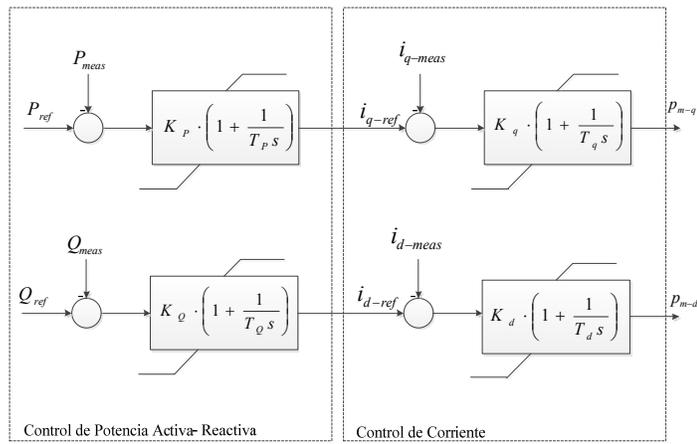
El controlador del conversor del lado del rotor tiene por función regular la potencia activa y reactiva del generador DFIG. Para estos efectos se considera un sistema de referencia $d-q$ orientado en sincronismo con el flujo del estator y, de esta forma, se descompone la corriente del rotor en dichos ejes, con lo que es posible controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva de la máquina.

La componente de la corriente del rotor en el eje directo d está relacionada directamente con la potencia reactiva del generador, por lo que es utilizada para el control de los reactivos de la máquina. La componente de la corriente del rotor en el eje de cuadratura q está directamente

relacionada con el torque, por lo que dicha variable es utilizada para el control de la potencia activa de generador DFIG [33].

Este controlador requiere de la medición de la potencia activa, reactiva y de la corriente del rotor. Cabe destacar que dichas mediciones deben ser filtradas con el objeto de reducir cambios bruscos en ellas [30].

Figura 4.9 Controlador del convertor del lado del rotor



Tal como se observa en la figura precedente, el controlador consta de dos etapas en cascada. La etapa interna corresponde al control de la corriente rotórica y la etapa externa es responsable del control de potencia activa y reactiva. Esta estructura es explicada por la diferencia en las constantes de tiempo de los componentes involucrados. Luego, dado que la dinámica asociada al control de corriente rotórica es muy rápida, sus valores de referencia son definidos por el control de potencia, el cual tiene una dinámica más lenta que el anterior.

El control de la corriente rotórica es implementado mediante dos controladores proporcional-integrales (PI), uno para la componente i_d y otra para la componente i_q , los cuales tienen por función llevar la corriente del rotor a las respectivas referencias. Cada uno de dichos controladores considera limitadores del tipo “non-windup”, los cuales aplican la limitación a la variable de estado del controlador PI para prevenir que al saturarse la salida de él la componente integral alcance valor excesivos los cuales deterioren la respuesta transitoria del controlador [12]

La señal de salida de la segunda etapa corresponde a las componentes en los ejes d - q de los factores de modulación P_m del convertidor PWM, lo cual regula la tensión del rotor. Cabe destacar que dicho factor de modulación debe ser llevado al sistema de referencia del rotor. Adicionalmente el controlador considera un limitador de módulo para el factor de modulación y evitar así la saturación del conversor.

Por su parte, el controlador de potencia tiene una estructura análoga al control de corriente, siendo implementado mediante dos controladores PI con limitadores del tipo “*non-windup*” para el control de la potencia activa y reactiva, junto con un limitador del módulo de la corriente rotórica de referencia para así mantener dicha variable en un rango que no dañe el equipo.

El valor de referencia de la potencia activa se define de acuerdo a la estrategia de seguimiento de máxima potencia. En el caso del valor de referencia de la potencia reactiva, este puede ser un valor predefinido, ajustado para operar en modo de factor de potencia constante, o bien regulado externamente para permitir el control de tensión secundario. De manera alternativa es posible remplazar el controlador de la potencia reactiva por un controlador de tensión para definir el valor de la corriente en el eje d [30].

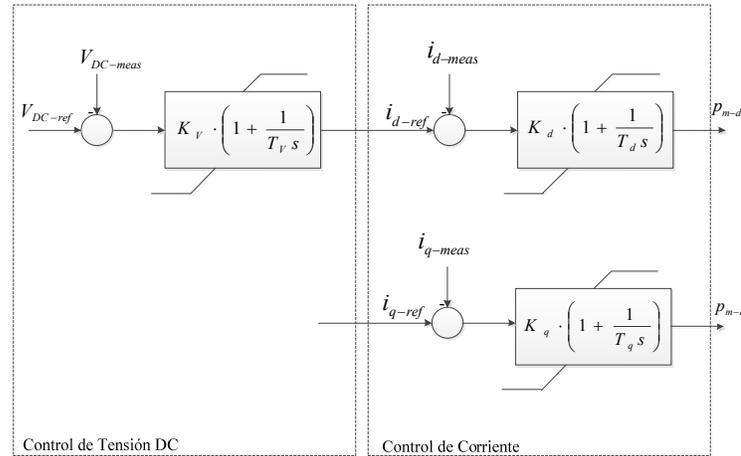
4.1.5.2 Controlador del conversor del lado del estator

La función del controlador del conversor del lado del estator es mantener la tensión del enlace DC independiente de las condiciones de operación de la máquina, junto con regular la potencia reactiva intercambiada con la red a través del rotor. Para estos efectos se considera un sistema de referencia d - q orientado según la tensión del lado AC del conversor [30] [32] [31] [33].

Es importante destacar que al considerar el eje d orientado según la tensión, los roles de las componentes d y q se invierten respecto a lo observado en el conversor del lado del rotor, estando en este caso el eje d asociado a la potencia activa y eje q a la reactiva.

Para las transformaciones necesarias desde y hacia el sistema de referencia antes mencionado, se requiere de la medición del ángulo del voltaje AC del convertidor, lo cual se implementa mediante un oscilador enclavado por fase (PLL). Además, este controlador requiere de la medición de la corriente de salida del convertidor, la cual, es suavizada mediante un filtro [30]. La siguiente figura muestra la estructura de dicho controlador.

Figura 4.10 Controlador del convertidor del lado del estator



Tal como se observa en la figura precedente, el controlador consta de dos etapas en cascada. De forma análoga al controlador del lado del rotor, la etapa interna corresponde al control de la corriente de salida del convertidor. Por su parte, la etapa interna controla el valor de la tensión CC y le define el valor de la corriente de referencia en el eje d al controlador de corriente.

La referencia del eje q puede ser utilizada para distribuir de forma óptima el intercambio de potencia reactiva en entre el generador y la red, mejorando así la regulación de tensión o bien simplemente puede ser mantenida en un valor constante, que usualmente corresponde a 0, con el objeto de que el factor de potencia del convertidor sea 1 y así el intercambio de potencia reactiva del generador con la red se realice sólo a través del estator [30].

El control de la corriente del lado del estator posee la misma estructura que el control de la corriente rotórica. Por su parte, el control de la tensión DC se implementa con un controlador PI limitado del tipo “*non-windup*” y su referencia es un valor predefinido.

4.2 Sistema de acumulación de energía

4.2.1 Introducción.

Tal como se ha indicado, los volantes de inercia corresponden un sistema de acumulación de energía cinética en una masa rotatoria, por lo que la expresión para la energía acumulada en él corresponde a la siguiente.

$$E_{FESS} = \frac{1}{2} J_{FESS} \omega^2 \quad (4.15)$$

De acuerdo a lo indicado en la sección 3.3, por razones de disipación de calor y con el objeto de simplificar la conexión fuera de la carcasa del equipo, la mayoría de los FESS comercialmente disponibles hoy en día consideran máquinas sincrónicas de imanes permanentes.

Un aspecto relevante a considerar es el de la conexión del FESS en relación a las turbinas eólicas, para lo cual existen dos opciones [37]. La primera corresponde a distribuirlos en el área del parque junto con las turbinas y la segunda considera todos los sistemas de acumulación de energías agregados en una sola área y conectadas directamente al punto de conexión al SEP.

En el primer caso la conexión del FESS se realiza al enlace DC del convertidor de la turbina de velocidad variable, mediante un convertidor AC-DC bidireccional, mientras que el segundo debe contemplar un convertidor AC-DC-AC bidireccional.

De acuerdo a lo indicado en [37], el desempeño de ambas topologías en una aplicación de supresión de variaciones del parque eólico ante variaciones es similar, lo cual en una primera aproximación permite extrapolar que en la aplicación en estudio no hay mayores diferencias de desempeño.

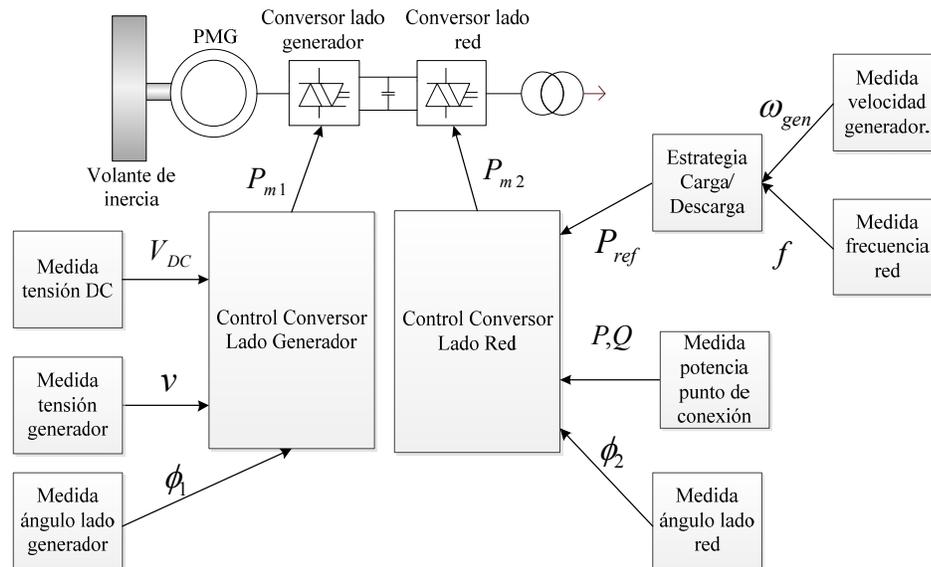
Adicionalmente un factor importante corresponde a que, si bien la conexión directa a la red implica mayores costos por concepto de la segunda etapa del convertidor, esto se vería mitigado

por el uso de instalaciones comunes tales como estructuras para el alojamiento de los FESS, obras civiles, iluminación, cableado, y además facilitaría su construcción, operación y mantenimiento al estar todas las instalaciones concentradas en un solo sitio.

A lo anterior se suma el hecho que la factibilidad de implementar los FESS distribuidos no es clara, ya que esto implica intervenir instalaciones existentes o realizar modificaciones a los diseños actuales, con un equipo de distinto fabricante al de la turbina.

Tomado en cuenta lo anteriormente expuesto, se opta por considerar la conexión directa del FESS a la red eléctrica mediante un convertor AC-DC-AC. Luego de acuerdo a lo expuesto, el esquema del modelo dinámico de un volante de inercia corresponde al indicado en la figura siguiente.

Figura 4.11: Esquema volante de inercia con generador síncrono PMG



Ahora bien, dado el tamaño de estos equipos, en una primera aproximación es razonable considerar el eje como rígido y despreciar los efectos de los cojinetes en el comportamiento dinámico. Luego, en consideración a lo antes expuesto, el modelo desarrollado para el volante de inercia considera los siguientes componentes principales.

- Modelo eléctrico del generador PMG y convertidores.
- Controladores.

A continuación se procede a describir los modelos utilizados para representar los componentes principales antes definidos.

4.2.2 Modelo eléctrico del generador PMG y convertidores

Como es bien sabido, una máquina síncrona posee dos componentes principales, correspondientes al campo y la armadura, las cuales típicamente están físicamente en el rotor y estator respectivamente. En el caso de una máquina de imanes permanentes, estos producen campo magnético constante, el cual al ser hecho girar mediante la aplicación de un torque externo, genera un campo magnético rotatorio resultante, el cual induce una tensión trifásica en el estator de frecuencia proporcional a la velocidad de rotación.

Existe amplia literatura en la cual se describe en detalle a las máquinas síncronas y su modelación para estudios dinámicos [12] [38] [39] [29] y su descripción detallada está más allá del alcance de la presente memoria. No obstante lo anterior, se muestran las principales ecuaciones y consideraciones relevantes para su modelación en los estudios dinámicos a realizar.

Un generador PMG puede ser caracterizado mediante las ecuaciones que describen el comportamiento de una máquina síncrona considerando un flujo de excitación constante dado por los imanes permanentes y, además, con la simplificación que estas máquinas no poseen enrollados de amortiguación.

Como es usual en un estudio dinámico, si se desprecian los transitorios del estator, las ecuaciones que describen la tensión del generador síncrono PMG en un sistema de coordenada d - q orientado según el rotor son los siguientes.

$$u_{sd} = r_s i_{sd} - \omega_e \psi_{sq} \quad (4.16)$$

$$u_{sq} = r_s i_{sq} + \omega_e \psi_{sd} \quad (4.17)$$

Dónde las variables antes descrita corresponden a la tensión (u_{sd}, u_{sq}), corriente (i_{sd}, i_{sq}), y flujo del estator (ψ_{sd}, ψ_{sq}) en un sistema $d-q$. El parámetro r_s corresponde a la resistencia de los enrollados del estator y ω_e la velocidad angular de rotación de las variables eléctricas.

La ecuación que describe la mecánica de este equipo es análoga a la ecuación (4.11). Cabe recordar que en una máquina de p pares de polos, la relación entre las velocidad angular mecánica y eléctrica corresponde $\omega_e = p\omega_{mec}$. Luego, el flujo del estator en la máquina queda caracterizado por las siguientes ecuaciones.

$$\psi_{sd} = L_d i_{sd} + \psi_{PM} \quad (4.18)$$

$$\psi_{sq} = L_q i_{sq} \quad (4.19)$$

Por último, las expresiones para el torque eléctrico, en función de los flujos y corrientes, junto con las ecuaciones para la potencia activa y reactiva en función sólo de voltajes y corrientes, en un sistema $d-q$ orientado según el rotor, son las que se indican a continuación.

$$t_{el} = \text{Im}(\psi_s i_s^*) = \frac{3}{2} p (\psi_{sq} i_{sd} - \psi_{sd} i_{sq}) \quad (4.20)$$

$$P_e = \frac{3}{2} (u_{sd} i_{sd} + u_{sq} i_{sq}) \quad (4.21)$$

$$Q_e = \frac{3}{2} (u_{sd} i_{sq} - u_{sq} i_{sd}) \quad (4.22)$$

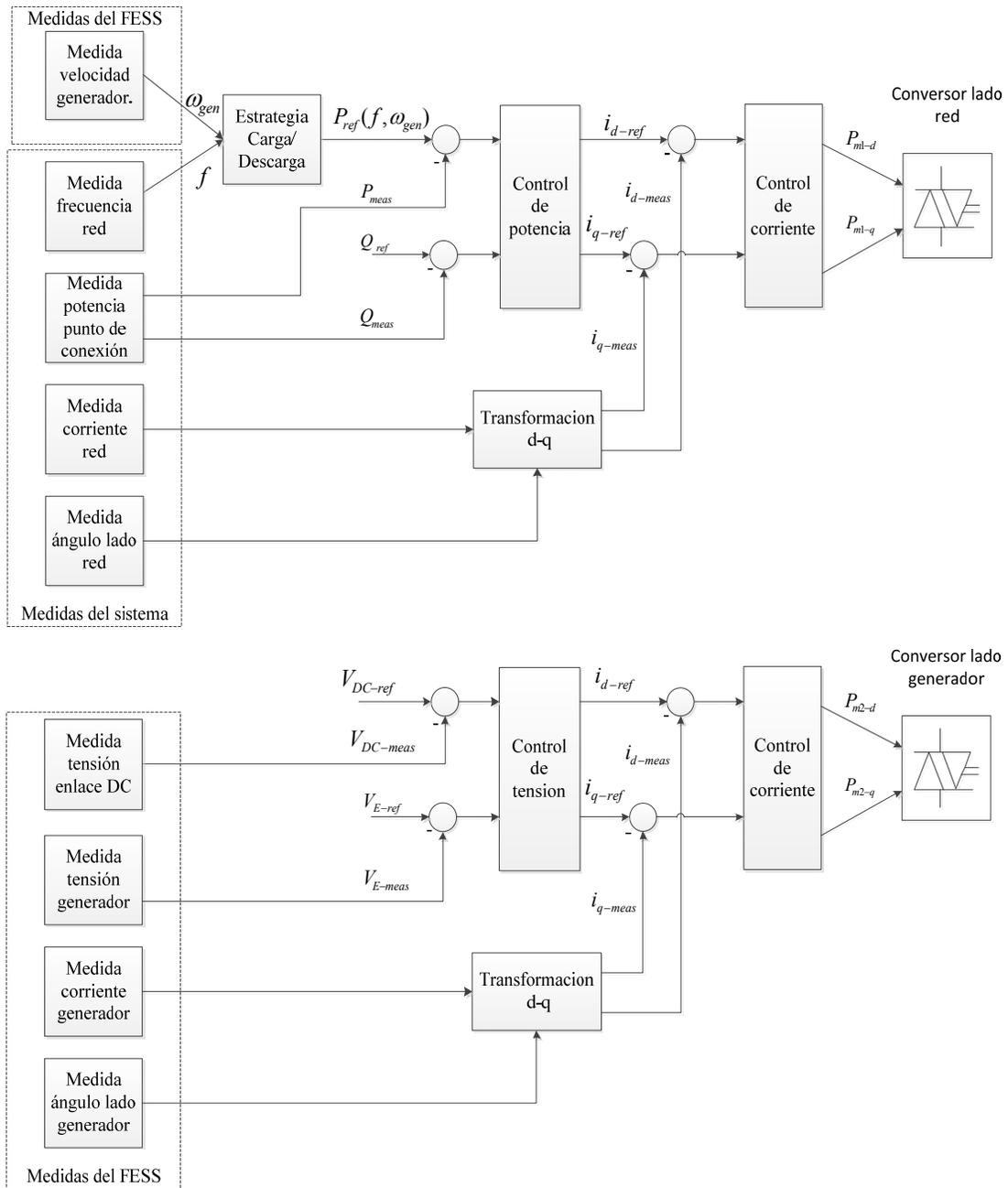
4.2.3 Controladores

El sistema de control de un FESS tiene por objetivo regular el régimen de carga y descarga del equipo, detectando las condiciones en la cuales debe inyectar potencia al sistema, junto con mantener la máquina dentro de los límites permisibles de velocidad, tensión y potencia. Junto con lo anterior, el controlador es responsable de regular la potencia reactiva intercambiada con el sistema eléctrico de potencia al cual volante de inercia está conectado [40] [41] [42].

De manera similar a los controladores de los convertidores del generador DFIG, un forma para el controlar del FESS corresponde al uso en la técnica de control vectorial, la cual permite desacoplar la potencia activa y reactiva mediante las descomposición de las corrientes y voltajes en sistemas de referencia $d-q$ rotatorios, cuya orientación y velocidad de giro son seleccionadas

para simplificar la descomposición de las variables de interés [39] [29]. El siguiente diagrama de bloques muestra la estructura global del control de los convertidores del FESS considerada, complementando lo mostrado en el esquema general del FESS (Figura 4.11).

Figura 4.12 Estructura del controlador de los convertidores del FESS



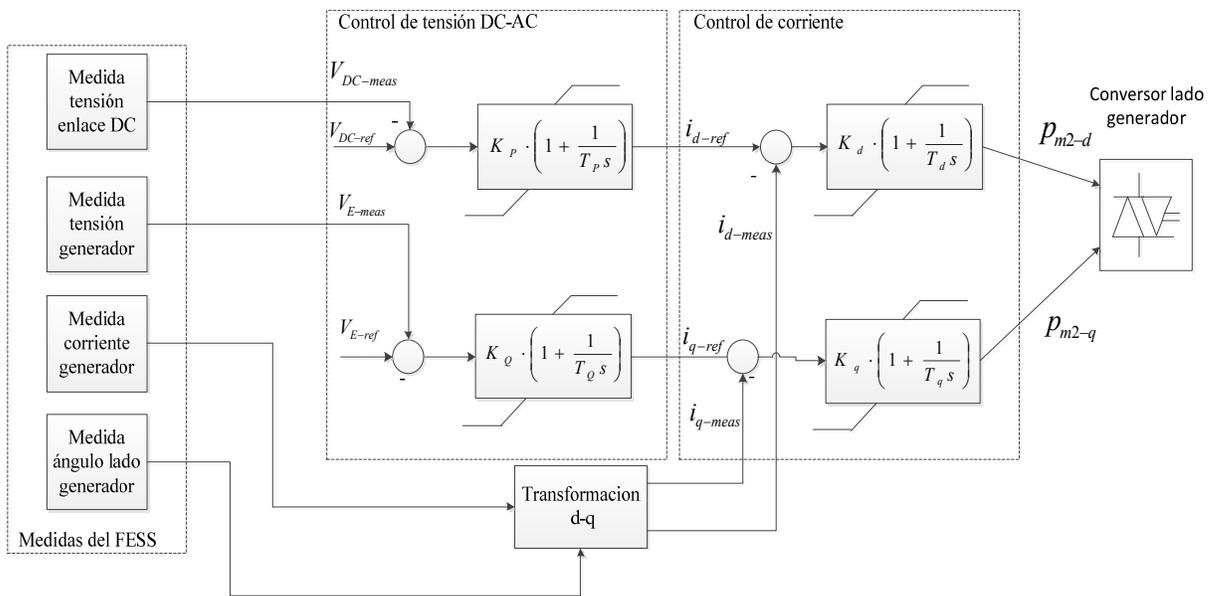
Si bien en la literatura hay diversas alternativas para la realizar este control, no se encontraron referencias directas que consideren el modelo completo de los convertores con máquinas del tipo PMG. Luego, se opta por la estructura antes indicada dado que su comportamiento es análogo al de una turbina con convertor completo sin viento.

4.2.3.1 Controlador del convertor del lado del generador

La función del controlador del convertor del lado del generador corresponde a mantener la tensión del enlace DC independiente de las condiciones de operación de la máquina, junto con mantener la tensión del estator en su valor nominal. Para estos efectos se considera un sistema de referencia $d-q$ orientado según la tensión de estator [39] [29]. Al ser un eje orientado por tensión, la componente d es la que regula la potencia activa en el convertor.

Al igual que en el caso del control de lado del estator de las turbinas DFIG, se requiere de un PLL para medir los ángulos requeridos para realizar las transformaciones de sistemas de referencia. Además, este controlador requiere de la medición de la tensión del enlace DC y del voltaje del estator las cuales, en general, son suavizadas mediante un filtro. La siguiente figura muestra la estructura de dicho controlador.

Figura 4.13 Controlador del convertor del lado del generador



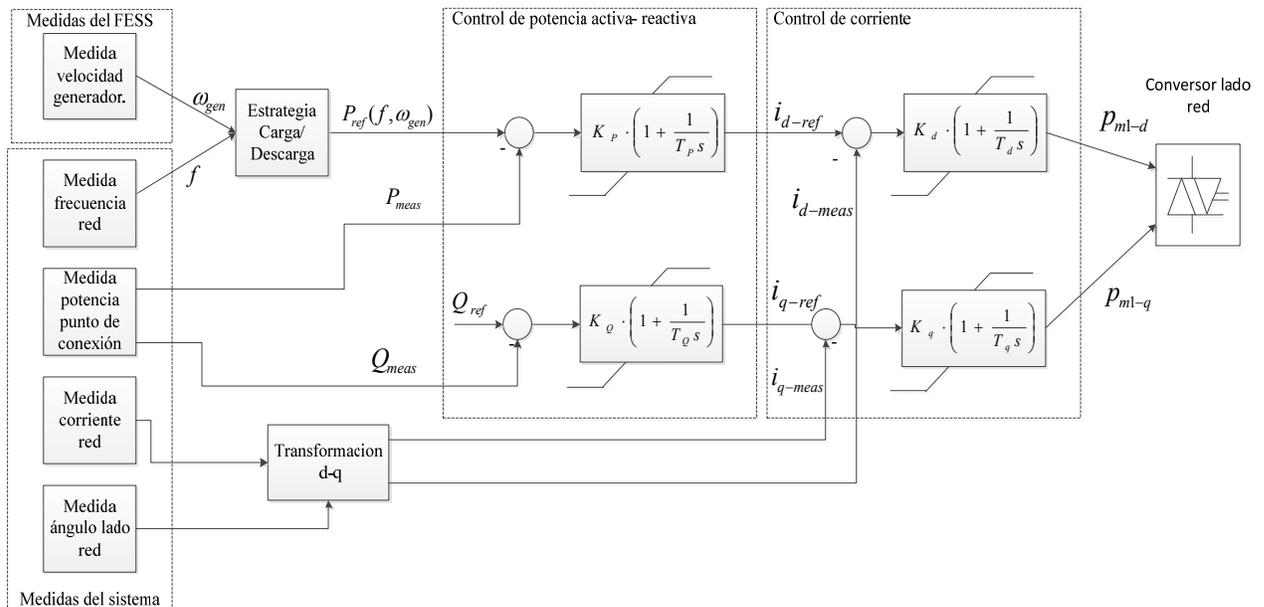
De manera análoga al control del generador DFIG, se considera un control PI con dos etapas en cascada y su implementación es similar a la descrita en la sección 4.1.5. Dado que en este caso, al considerar el eje rígido, no se requiere el sistema de amortiguación del control de la turbina de conversor completo, con lo que la referencia de la tensión DC se define en su valor nominal al igual que la referencia de tensión del estator [39].

4.2.3.2 Controlador del conversor del lado de la red

El controlador del conversor del lado de la red tiene por función regular la potencia activa y reactiva intercambiada por el FESS con la red. Para estos efectos, se considera un sistema de referencia d - q orientado en sincronismo con la tensión de la red, con lo que es posible controlar de forma independiente la potencia activa y reactiva de la máquina con las componentes d y q respectivamente. [39] [29]

Este controlador requiere de la medición de la potencia activa y reactiva, junto con la medición de los ángulos requeridos para realizar las transformaciones de sistemas de referencia, lo cual es hecho mediante un PLL. Cabe destacar que dichas mediciones deben ser filtradas con el objeto de reducir cambios bruscos en ellas.

Figura 4.14 Controlador del Conversor del lado de la red



Al igual que en los controladores antes descritos, se considera un control PI con dos etapas en cascada, donde la etapa interna define los valores de referencia al control de corriente de la etapa externa y su implementación es análoga a la de los convertidores antes descritos.

El valor de referencia de la potencia activa se define de acuerdo a la estrategia de carga /descarga del FESS, la cual puede estar relacionada con el suavizar fluctuaciones de potencia del parque eólico, entregar reserva para el control primario de frecuencia, contribuir a la respuesta inercial, etc. La estrategia de descarga para mejorar la respuesta inercial del sistema se detalla en la sección 5.3. Respecto al valor de referencia de la potencia reactiva, este puede ser un valor predefinido ajustado para operar en modo de factor de potencia constante, o bien, regulada por un controlador de tensión.

Capítulo 5 Medidas Correctivas

5.1 Introducción

En el presente capítulo se hace una revisión de las posibles medidas correctivas existentes para mejorar la respuesta inercial de un sistema eléctrico de potencia frente a la incorporación masiva de generación eólica, de manera de cumplir con los niveles de seguridad y calidad de suministro requeridos.

En general, existen dos estrategias a seguir: la primera corresponde a la modificación del control asociado a la turbina o el parque eólico y la segunda consiste en incorporar sistemas de almacenamiento de energía de respuesta rápida. La aplicación de una u otra medida correctiva dependerá de las características del sistema, del costo asociado de la medida correctiva y de su factibilidad de implementación.

5.2 Control inercial

Tal como se ha indicado previamente, en un generador DFIG producto de la etapa convertora, la respuesta mecánica y eléctrica se encuentran desacopladas. Luego, para remediar esto, se han propuesto modificaciones a la estrategia de control de la turbina de manera que sea capaz de emular la respuesta inercial de una máquina síncrona convencional.

El control inercial se logra agregando un lazo de control adicional, de manera de que cambios en la frecuencia de la red se vean reflejados transitoriamente en la potencia de salida del generador, de manera análoga a un generador síncrono, relacionando la velocidad de la turbina con la frecuencia de la red. Lo anterior permite que frente a desbalances entre carga y generación el generador eólico apoye la estabilidad de frecuencia del sistema mediante la inyección transitoria de potencia activa.

En su forma más simple, el control inercial utiliza la energía cinética almacenada en las aspas del generador eólico de manera tal que la potencia transitoria inyectada a la red sea proporcional a la derivada de la frecuencia del sistema eléctrico [20] [16] [43] [15] [14]. Para estos efectos cabe considerar que la energía cinética almacenada en las masas giratorias de un generador viene dada por la siguiente ecuación.

$$E = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (5.1)$$

Dónde:

J : Inercia de la turbina.

ω : Velocidad angular.

Luego, tomando la derivada de la energía cinética se obtiene la potencia que puede ser obtenida de la masa giratoria.

$$P = J\omega \frac{d\omega}{dt} \quad (5.2)$$

Usualmente se usa la constante de inercia H para expresar la característica inercial de un generador, la cual indica el tiempo que la máquina puede entregar potencia nominal utilizando sólo la energía almacenada en las partes giratorias. Esta viene dada por la siguiente expresión.

$$H = J \frac{\omega_{ref}^2}{2S} \quad (5.3)$$

Dónde:

ω_{ref} : Velocidad nominal.

S : Potencia aparente nominal.

Los valores típicos para la constante de inercia en unidades generadores de centrales convencionales están entre los 2 y 9 segundos dependiendo del tipo de central y de su velocidad nominal [12].

Las constantes de inercia de generadores eólicos son muy similares a las de los generadores convencionales tomando valores entre 2 y 6 segundos. Para visualizar lo anterior, la expresión aproximada para el momento de inercia de una turbina eólica de tres aspas, al

considerar la masa de la pala m_b concentrada en su centro de masa a un tercio del radio, viene dada por la siguiente expresión, donde m_r corresponde a la masa total del rotor.

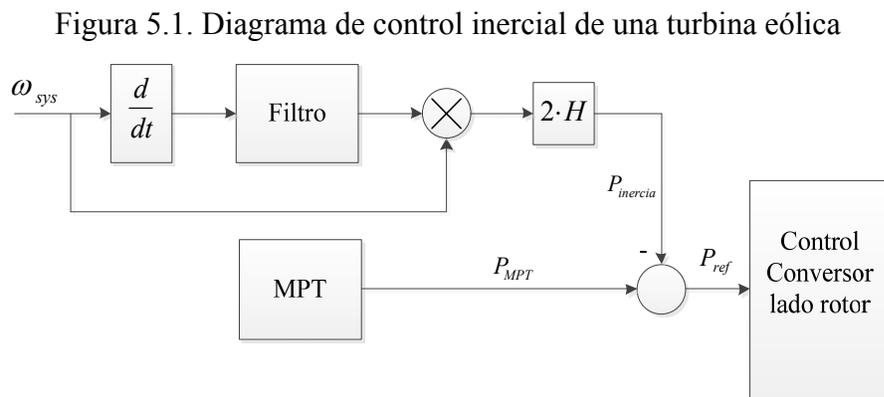
$$J = 3m_b \left(\frac{r}{3}\right)^2 = \frac{1}{9} m_r r^2 \quad (5.4)$$

Típicamente, la masa total del rotor de una turbina de 2MW es de unas 40 ton y el diámetro de las aspas es de 75 m, con lo que se obtiene una constante de inercia de 6 s [16] [14]. Adicionalmente, cabe destacar que energía total tiende a aumentar algo más que linealmente con respecto a la potencia de la máquina [16], por lo que en la medida que aumente los tamaños de las WT, dicha energía acumulada aumentará.

Remplazando la constante de inercia H en la derivada de la energía cinética se obtiene la siguiente ecuación para la potencia adicional, en la cual la potencia y velocidad de giro están expresadas en por unidad.

$$\bar{P} = 2H\bar{\omega} \frac{d\bar{\omega}}{dt} \quad (5.5)$$

En la siguiente figura se muestra el diagrama de control inercial anterior



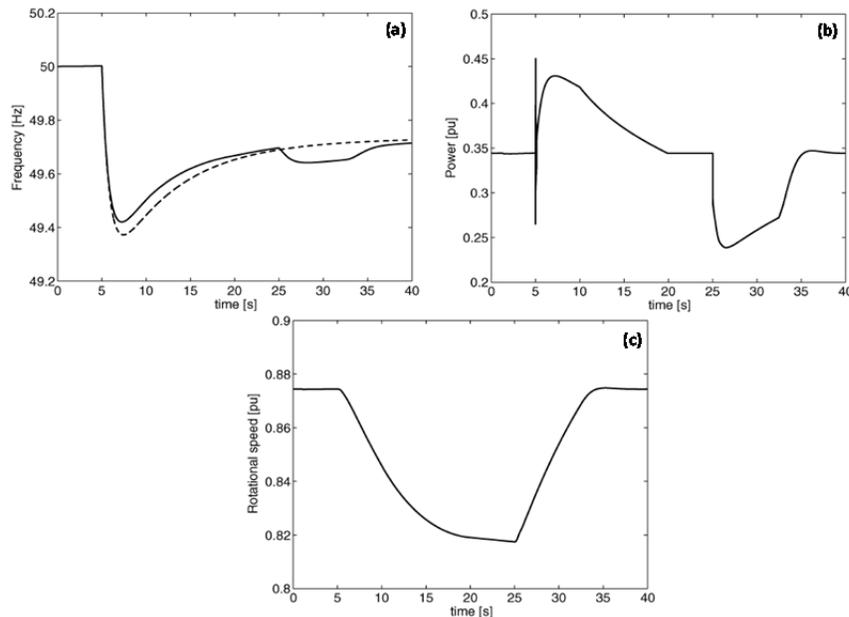
De la figura anterior se aprecia que, frente al surgimiento de un desbalance entre carga y generación, el control inercial modifica la señal de referencia del controlador, adicionando a la potencia de referencia calculada desde la curva de MPPT una potencia adicional, la cual es proporcional a la derivada de la frecuencia de la red. Cabe destacar que se considera un filtro

después de la derivación de la frecuencia para limitar la tasa de variación de la referencia para el margen de potencia adicional, con el objeto de evitar un estrés mecánico innecesario y/o oscilaciones torsionales en el eje mecánico del generador [20].

De esta forma, si la frecuencia cae producto de un desbalance entre carga y generación, el generador aumentara la inyección de potencia activa de forma transitoria, con lo que se limitará la tasa de cambio de la frecuencia y la máxima desviación de ella en el sistema respecto a su valor nominal. Dado que la energía cinética del rotor es utilizada para estos efectos, naturalmente la velocidad del generador disminuye haciendo que éste se aleje de su punto de operación óptimo.

La magnitud de potencia adicional inyectada mediante el uso del control inercial estará directamente relacionada con la energía almacenada en las partes rotarias al instante en el cual se produce la perturbación, por lo que ella estará condicionada a la velocidad del viento, a la velocidad de giro en dicho instante y a la inercia de la máquina. La siguiente figura muestra la respuesta típica de un generador eólico con control inercial ante la salida intempestiva de un generador.

Figura 5.2 Respuesta de un generador eólico con control inercial ante salida intempestiva de un generador [43]



De la figura anterior, cabe destacar que la acción del control inercial debe ser terminada a tiempo, de forma tal de evitar que la velocidad del generador disminuya a valores demasiado bajos, lo que pudiese llevar a la máquina fuera de la región de estabilidad [20] [44] [45]

Además, una vez que el control inercial deja de actuar, la energía cinética entregada por el generador debe ser repuesta de forma tal que éste vuelva a su velocidad óptima de giro y reanude su operación normal. La energía necesaria para estos efectos es obtenida desde de la red, lo que tiene por consecuencia la caída abrupta en la potencia de salida de los generadores eólicos una vez finalizada la acción del control inercial, pudiendo llevar a una nueva caída en la frecuencia del sistema, o bien, a empeorar la regulación de frecuencia [44] [45].

Por esto, lo anterior debe ser evitado, especialmente si se tiene el caso en que muchas turbinas eólicas pudiesen mostrar el mismo comportamiento. Por ejemplo, en el caso de grandes parques eólicos, este efecto se puede remediar terminando la acción del control inercial de los generadores en instantes de tiempo diferentes [20] [15] [43]. Ahora bien, estos fenómenos esta fuera del marco temporal definido para los estudios de la presente memoria, por lo que no se profundiza en ellos.

Adicionalmente, el despeño del control inercial puede ser mejorado, considerando en conjunto con él, estrategias para proveer control primario de frecuencia, lo que permite que la reserva considerada para estos efectos sea utilizada en la etapa de re-aceleración de la turbina, junto con apoyar el CPF [43].

Por último cabe destacar que ya existen borradores de normativas que exigen este tipo de capacidades a turbinas eólicas a ser instaladas en Europa [7] y modelos comerciales de turbinas eólicas que implementan estas medidas de mitigación, tales como las turbinas de velocidad variable (DFIG o con convertor completo) fabricadas por General Electric [46].

5.3 Sistemas de acumulación de energía

La segunda medida correctiva estudiada para mitigar la disminución de la respuesta inercial del sistema producto de la incorporación de turbinas eólicas de velocidad variable con etapa convertora, corresponde a incorporar equipos de almacenamiento de energía capaces de aportar potencia transitoria de forma rápida después de una contingencia, con el objeto disminuir el balance entre generación y demanda.

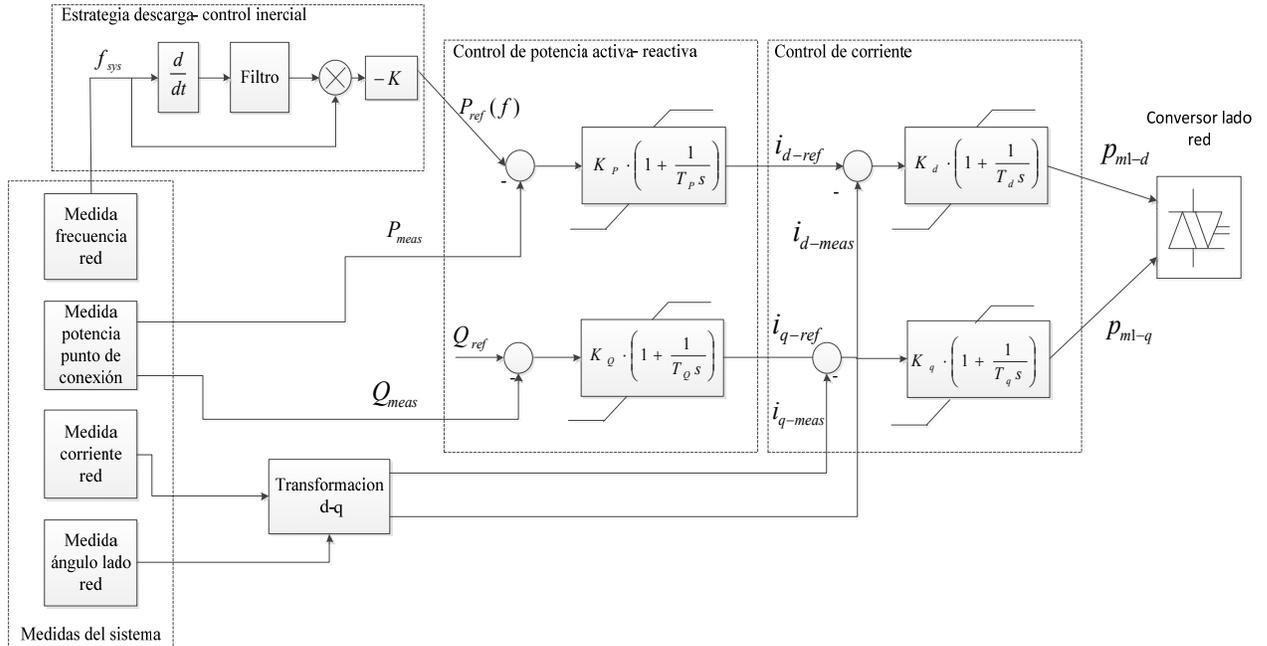
En la sección 4.2, se ha establecido la estructura general de su modelo dinámico y de su controlador, definidos por la Figura 4.11 y la Figura 4.12.

En general, el control de un FESS se define mediante la elección de una estrategia para definir la referencia de potencia activa de los convertidores. Dicha definición debe tomar en cuenta el objetivo que se busca junto con mantener el equipo dentro del límites de velocidad admisibles y manejar la carga y descarga de energía del equipo [40] [41].

Para que los FESS contribuyan a mejorar la respuesta inercial del sistema, una alternativa es seguir una estrategia similar a la utilizada en las turbinas eólicas, ajustando la referencia de potencia que se le define al convertidor que controla dicho equipo en función de la magnitud de la variación de frecuencia de la red.

Se plantea dicha estrategia en razón de los objetivos de la memoria (análisis de la respuesta inercial) y para que el comportamiento del FESS sea comparable al caso de la turbina eólica con control inercial. No obstante, lo indicado puede ser complementado con estrategias de control para proveer de reserva primaria al sistema, agregando un lazo que suma al valor de referencia , potencia en función de la desviación de la frecuencia respecto a su valor nominal, o bien, minimizar las fluctuaciones de potencia que tienen los parque eólicos [37] [40] [42]. Luego, la definición de la referencia de la potencia activa, de manera análoga a [40] se muestra en el siguiente diagrama.

Figura 5.3 Diagrama de estrategia de control inercial FESS



Dicha estrategia, no considera la lógica necesaria para mantener el FESS dentro de los márgenes de velocidad permitidos y para la primera carga del equipo, al estar dichas acciones fuera de la ventana de tiempo de interés. No obstante, lo anterior debe considerarse en un modelo del FESS completo.

Dado que se podría incluir un número indefinido de FESS con el objeto mejorar la respuesta inercial del sistema, se debe definir un criterio para un dimensionamiento razonable del sistema de acumulación de energía para mejorar la respuesta inercial del parque eólico.

Existen diversas publicaciones relacionadas con el dimensionamiento de sistemas de acumulación de energía, pero en ellas el objetivo usualmente es minimizar las fluctuaciones de la potencia del parque eólico. En [37] se considera dicho objetivo y se indica que la potencia nominal del sistema de acumulación de energía dependerá de la máxima variación esperada que se desea mitigar, la cual a su vez depende de las particularidades del parque eólico (características del viento, distribución espacial de las turbinas, etc.).

Un ejemplo de lo anterior se ve en [47] donde se optimiza el tamaño de un sistema de acumulación de energía en base a criterios técnicos y económicos con el objetivo de reducir la fluctuación de potencia de un parque eólico considerando mantener la potencia de salida de el en el valor de la predicción horaria respectiva con un margen del 4% en el 90 % del tiempo. De dicho análisis se obtienen tamaños de entre un 30% a 40 % de la potencia nominal de la turbina.

Ahora, si bien lo anterior no está directamente relacionado con un FESS dimensionando para la mejora de la respuesta inercial, sirve como cota superior al tamaño del FESS, ya que en la práctica la función principal de ellos es precisamente minimizar las fluctuaciones del parque eólico.

Un aspecto que cabe destacar corresponde a que típicamente la potencia adicional suministrada por una turbina con control inercial es del orden del 5% al 10% de la potencia nominal de la turbina eólica [48]. Luego el considerar valores como los obtenidos en aplicaciones de reducción de fluctuaciones (30% a 40 % de la potencia nominal) implicaría un sobredimensionamiento innecesario, ya que lo que se busca en esta memoria con los FESS es solo la mejora de la respuesta inercial y a la vez que los resultados sean comparables al control inercial de la turbina eólica.

Por lo anterior se define que el tamaño del FESS corresponderá al promedio de los valores antes indicados para la potencia adicional suministrada por una turbina con control inercial, lo que corresponde a 7,5% de la potencia nominal de la turbina eólica. Cabe destacar que encontrar un tamaño óptimo del tamaño del sistema de acumulación de energía está más allá del alcance de la presente memoria.

Junto con lo anterior se debe verificar que la energía almacenada en el FESS permita entregar su potencia nominal por, al menos, el periodo de respuesta inercial del sistema el cual es típicamente unos 5 s.

Capítulo 6 Caso de Estudio

6.1 Introducción

6.2 Características generales del SING

El Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) es un sistema eléctrico de potencia el cual abastece la zona geográfica que comprende desde la región de Arica-Parinacota hasta la región de Antofagasta cubriendo una superficie de 185.142 km², equivalente a 24,5% del territorio chileno continental.

La zona que abarca el SING es principalmente del tipo desértico, por lo cual los centros urbanos usualmente están ubicados cerca del borde costero. Adicionalmente, la principal actividad económica es la minería la cual, por su naturaleza, se tiende a ubicar principalmente hacia zonas interiores y cordilleranas.

La capacidad instalada en el SING a enero de 2012 corresponde a 4579,9 MW. Dicha capacidad corresponde casi exclusivamente a centrales de tipo termoeléctricas, siendo las centrales de -carbón y gas (en ciclo simple o combinado) las tecnologías predominantes, con un 45,8% y 46,1% de participación respectivamente. Un aspecto relevante relacionado con lo anterior es que una parte importante de las unidades en base a turbinas a gas corresponde centrales duales para gas y alternativamente petróleo diesel [49].

Cabe destacar que en los últimos años han entrado en servicio nuevas unidades a carbón tales como la Central Térmica Angamos (2 Unidades de 270 MW brutos), Central Térmica Andina (1 Unidad de 178 MW brutos), y la Central Térmica Hornitos (1 Unidad de 178 MW brutos), lo que ha llevado a que la participación del carbón en la matriz generadora de SING haya aumentado su participación ostensiblemente y se espera que esta tendencia continúe en el futuro.

El siguiente cuadro muestra la capacidad instalada en el SING según el tipo de combustible utilizado [49].

Tabla 6.1: Capacidad instalada por tecnología

Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]
Carbón	2099,7
Diesel	132,1
Diesel y Fuel Oils	40,8
Petróleo Pesado (F.O. 6)	185,5
Gas Natural	2111,7
Hidroeléctrica	10,2
Potencia Bruta Total	4579,9

Dada la naturaleza desértica de la zona, no existen mayores recursos hídricos para su uso en la generación eléctrica lo cual explica la casi nula participación de centrales hidroeléctricas en el SING. Lo anterior también explica la concentración en el borde costero de las unidades generadoras, dados los altos consumos de agua dentro del ciclo termodinámico, en centrales de carbón y de ciclo combinado, y para el abatimiento de NOx en turbinas a gas operando con diesel.

La demanda máxima del SING ha registrado un crecimiento promedio de un 2,36% anual desde el año 1998 y alcanzó los 1900 MW en el año 2010. La producción de energía bruta en el mismo año fue de 15.100 GW y ella ha presentado un crecimiento promedio desde el año 1998 de un 6,3%.

Cabe destacar que la demanda en cuestión corresponde en aproximadamente un 90% a consumos industriales, principalmente de empresas mineras, lo cual implica que su crecimiento está en su mayoría impulsado por nuevos proyectos de este tipo. A su vez, lo anterior implica que, dada la naturaleza continua de los procesos mineros, la demanda del SING tenga un alto factor de carga (0,9 para el año 2010) y no presenta mayor estacionalidad [49].

El sistema de transmisión del SING está constituido principalmente con el objeto de abastecer los grandes consumos mineros. Esto explica su topología en la cual se aprecia de manera predominante líneas de transmisión que van desde centrales de generación en la costa hacia los grandes consumos que están ubicados hacia el interior. Lo anterior se aprecia en la siguiente figura.

Figura 6.1 Diagrama simplificado del SING [49]



Respecto a la calificación regulatoria de las instalaciones de transmisión, la gran mayoría de ellas corresponde a instalaciones del tipo adicional. Las definidas como troncales en el estudio de transmisión troncal del cuatrienio 2010-2014 son a las subestaciones Crucero, Encuentro, Laguna, Tarapacá y Atacama, junto con las líneas de transmisión que las interconectan, todas en nivel de tensión de 220 kV [4]. Luego, es posible resumir las siguientes características principales del SING.

- Escasos recursos de agua para usos de generación eléctrica.
- Parque concentrado, ubicado principalmente en el borde costero y alejado de los grandes centros de consumo.
- Centros de consumo separados por grandes distancias.
- Consumos industriales de naturaleza principalmente minera.

- Generación térmica con un 99,78% de participación.

6.3 Control de frecuencia en el SING

En el SING se realiza el control de frecuencia mediante la implementación un CPF y CSF. En la práctica, para los distintos tipos de perturbaciones que ocurren en el sistema, el control de frecuencia se realiza por medio de una combinación de CPF, esquemas de desprendimiento de carga y CSF manual [49].

En el esquema de control primario se le asigna la regulación de frecuencia a un conjunto de unidades capaces de realizar esta regulación. De esta forma, el CPF se hace a través de aportes instantáneos de las unidades generadoras de acuerdo a las características técnicas de sus sistemas de control de velocidad. En condiciones de contingencias extremas es esta misma reserva primaria más el desprendimiento de cargas hecho por los relés de baja frecuencia la que mantiene los niveles de frecuencia dentro de los márgenes permitidos.

En la operación de tiempo real, el despacho de las unidades generadoras se ajusta en cada hora a la demanda real existente. Este proceso se realiza a partir de la capacidad física que tienen las unidades para variar su carga, respecto de los valores previos a la recepción de la consigna por parte del CDEC. Dicha variación de generación ocurre a expensas de la reserva en giro disponible en las unidades, correspondiente a la diferencia existente entre la potencia máxima de despacho y la potencia generada.

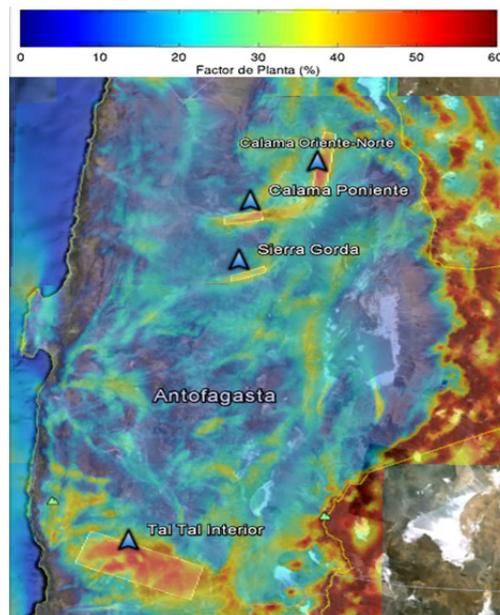
6.4 Zonas con potencial para desarrollo eólico en el SING

Como parte de las medidas de incentivo a las ERNC, el Ministerio de Energía del Gobierno de Chile ha desarrollado estudios con el objeto de caracterizar el potencial eólico en distintas zonas del país. Dichos estudios corresponden a una modelación numérica de la atmósfera [50] y campañas de mediciones en terreno [4]. Como resultado de ellos, se han identificado varias zonas adecuadas para la instalación de centrales eólicas.

En el caso del norte grande, las principales zonas adecuadas para la instalación de parques eólicos, corresponden a cuatro; Calama Oriente-Norte, Calama Poniente, Sierra Gorda y Taltal. En consecuencia con lo anterior, actualmente existen varios proyectos de parques eólicos ingresados al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) emplazados en dichas ubicaciones [10] y, adicionalmente, desde el año 2010 se están llevando cabo licitaciones públicas por la concesión de terrenos en las áreas mencionadas, de propiedad de Bienes Nacionales, para el desarrollo de proyectos eólicos [4].

De acuerdo con la información de los estudios de modelación del recurso eólico [50], el factor de planta esperado en las distintas zonas antes indicadas, se aprecia en la siguiente figura y en la Tabla 6.2, en la cual se indican los factores de planta promedio esperados para cada sitio junto con el área aproximada de ellos.

Figura 6.2 Factor de planta esperado [50]



De la figura, junto con los factores de planta, es posible estimar el área factible de ser utilizada para el desarrollo de parques eólicos, lo cual permite tener una idea del alto potencial existente en las zonas antes indicadas.

Tabla 6.2: Características de sitios con potencial eólico

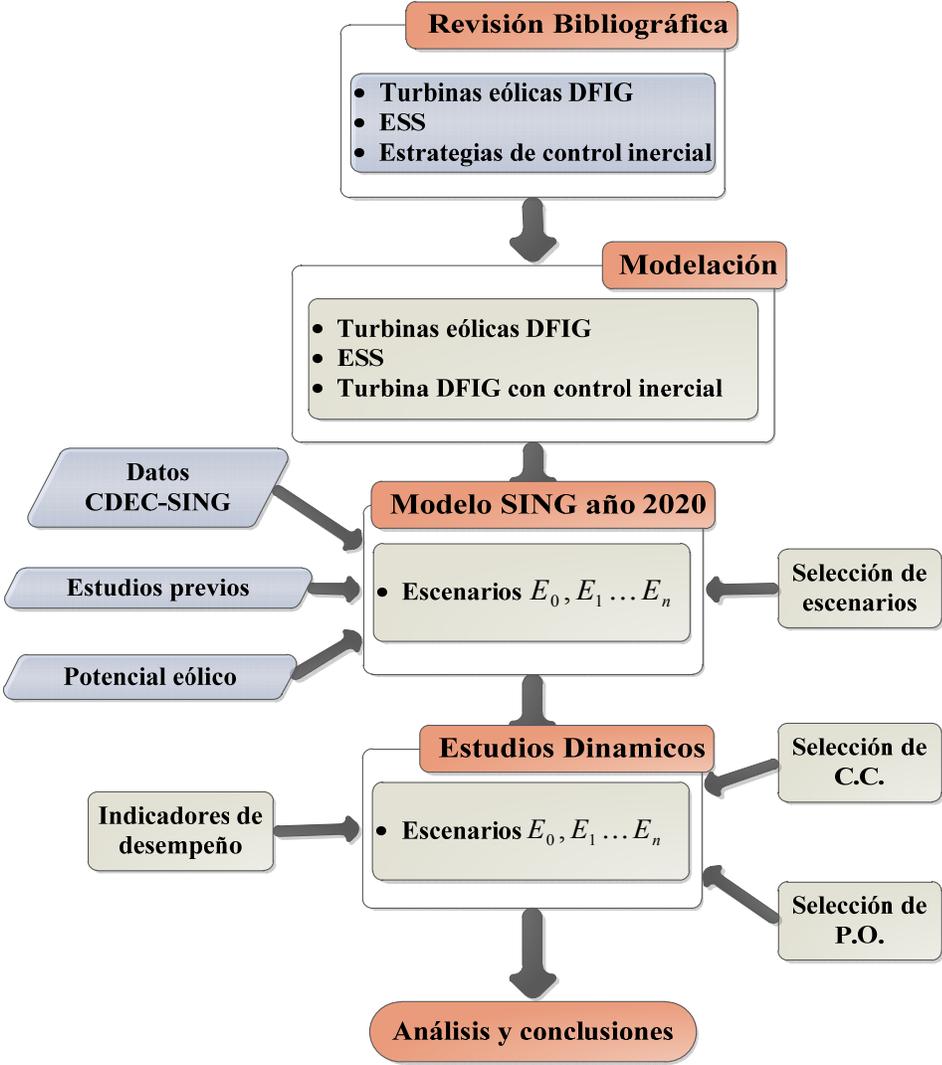
Sitio	Área Aproximada [km²]	Factor de planta esperado
Calama Poniente	300	0,34
Calama Oriente-Norte	500	0,38
Sierra Gorda Oeste	150	0,34
Taltal	3.000	0,45

Capítulo 7 Metodología

7.1 Consideraciones generales

La metodología considerada para el desarrollo de la presente memoria de título se indica en el siguiente diagrama de bloques.

Figura 7.1 Metodología para el desarrollo de la memoria de título



El primer paso de la metodología indicada contempla una revisión bibliográfica de diversos temas, tales como estabilidad y control frecuencia, modelación de turbinas DFIG, estrategias de control para emular inercia en turbinas DFIG y sistemas de acumulación de energía, con el objeto de tener una acabada comprensión de los tópicos involucrados junto con documentar y justificar adecuadamente las definiciones y propuestas realizadas. Dicha revisión bibliográfica se presentó en los capítulos precedentes.

En base a la revisión bibliográfica realizada se procederá a implementar modelos de los parques eólicos en estudio y del sistema de almacenamiento de energía seleccionado. Para estos efectos se utilizará el software DigSilent, incluido el modelo de turbinas DFIG contenido en sus librerías. Junto con lo anterior, se procederá a implementar el modelo agregado de un parque eólico, las estrategias de control seleccionadas para emular inercia en turbinas DFIG e implementar el modelo y controlador del ESS.

El siguiente paso considerado en la metodología corresponde a la selección de escenarios a ser estudiados mediante simulaciones dinámicas de acuerdo con los objetivos planteados para la presente memoria. Una vez hecho lo anterior se definirán los puntos de conexión considerados para los parques eólicos en base a los sitios en los cuales existe potencial para la instalación de centrales de este tipo.

Por su parte, se debe definir la capacidad instalada de generación eólica en los escenarios correspondientes. Para estos efectos se considerara el potencial eólico en el SING, la información de los proyectos actuales disponible en el SEIA, junto con estudios previos de los que se dispone.

Además, se procederá a definir las condiciones de operación del sistema bajo las cuales la respuesta inercial del sistema se ve críticamente afectada, es decir, las condiciones de operación donde el sistema presenta la menor inercia. Para estos efectos se analizará la demanda proyectada, junto con la generación eólica horaria.

Tomando en cuenta el objetivo de la presente memoria, las características del sistema eléctrico de potencia en estudio, las condiciones de operación y los niveles de inyección eólica considerados, se procederán a definir un conjunto de contingencias para analizar la respuesta inercial del sistema.

Una vez hecho esto, se definirán los indicadores con los cuales se medirá el desempeño de la respuesta inercial del sistema y finalmente se procederá a la simulación de los distintos escenarios. En las siguientes secciones se verá el detalle de cada uno de los bloques de la metodología antes descrita.

7.2 Modelación

7.2.1 Modelo turbina eólica DFIG

El modelo considerado para las turbinas DFIG corresponde al disponible dentro de las librerías del software DigSilent. Éste es consecuente con la descripción realizada en el capítulo 4 y se encuentra descrito en detalle en la literatura relacionada [30].

La turbina modelada posee un potencia neta de 5 MW con palas de 50 metros y de velocidad nominal de 18 m/s. El estator está conectado directamente a la red en 3,3 kV y el rotor es alimentado mediante un convertor PWM modelado internamente en la máquina de inducción de rotor bobinado.

Por su parte, la tensión nominal del lado DC corresponde a 1,15 kV y la tensión de salida AC del convertor PWM del lado del estator corresponde a 0,69 kV. El convertor del lado del estator y la máquina DFIG se conectan a la red mediante un transformador de tres enrollados cuyo voltaje en el lado de alta tensión corresponde a 30 kV.

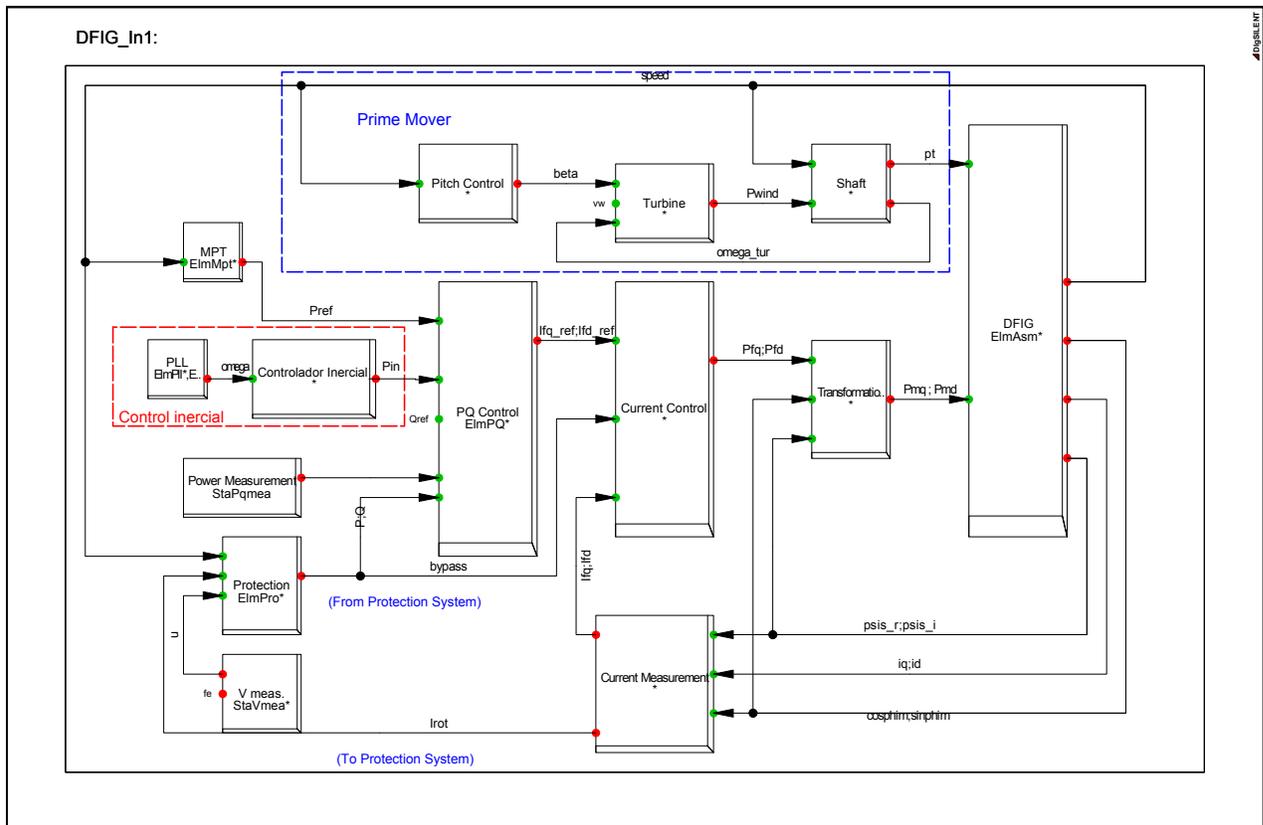
Cabe destacar que se revisaron los parámetros del modelo con respecto a datos disponibles para turbinas de este tipo [31]. En particular, se redujo el tamaño a una turbina de 2 MW en consideración de los tamaños disponibles en el mercado y para tener una mejor estimación del

momento de inercia de la turbina en base a la información disponible. El detalle de los parámetros considerados se adjunta en el Anexo A.

7.2.2 Modelo turbina eólica DFIG con control inercial

Para implementar la estrategia de control de emulación de inercia descrita en la sección 5.2, se requiere modificar el modelo disponible. Para estos efectos, se incluye un bloque para la medición de la frecuencia, lo cual se implementa a través de un PLL (bloque *PLL*), que mide la frecuencia en el punto de conexión a la red, y un bloque que contenga los elementos necesarios para modelar la estrategia de control en cuestión (bloque *Controlador Inercial*). Dicha modificación del diagrama de bloques general se muestra en la siguiente figura.

Figura 7.2 Diagrama de bloques modelo DFIG con emulación de inercia



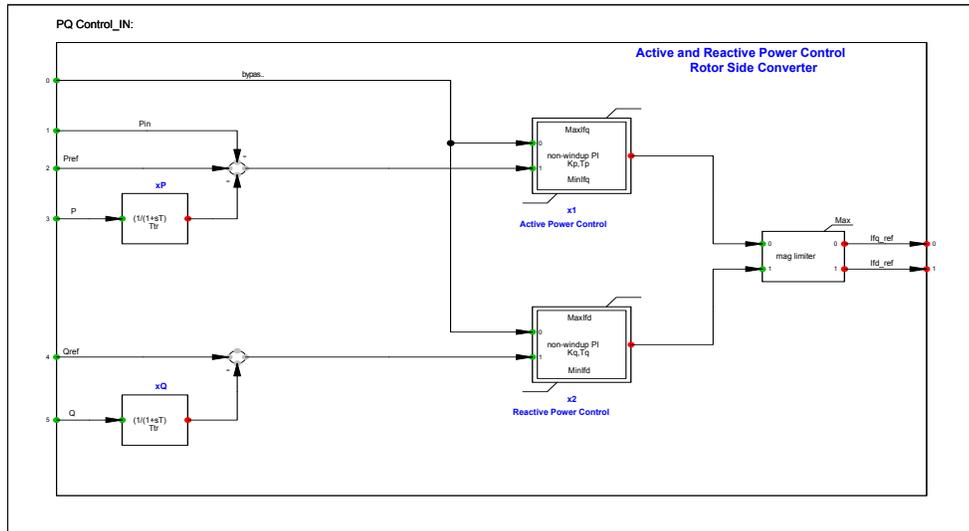
La estrategia de control inercial, tal como fue descrita en la sección 5.2, fue implementada en lenguaje DSL. Cabe destacar que se consideraron filtros de primer orden en la entrada junto con un filtro después de la derivación de la frecuencia para limitar la tasa de variación de la referencia para el margen de potencia adicional, con el objeto de evitar un estrés mecánico innecesario y/o oscilaciones torsionales en el eje mecánico del generador, junto con eliminar ruido en la medición o variaciones rápidas de la frecuencia [20] [16].

El lazo de control antes indicado requiere de la definición de las constantes de tiempo y de la constante de inercia considerada. Respecto al valor de las constantes de tiempo de los filtros, en el caso del primero que está en la entrada del bloque, se ha considerado una constante de tiempo de a 1 s y en el caso de la constante de tiempo del segundo filtro, se ha definido un valor de 0,01 s. Dichos valores fueron definidos en base a las constantes de tiempo que manejan el modelo del DFIG y ajustadas mediante prueba y error.

Respecto al valor de la constante de inercia, con el objeto de no solicitar más energía a la máquina de la que pueda suministrar, se ha considerado dicho valor con el correspondiente a la turbina modelada. El momento de inercia de la turbina modelada corresponde a $J_t = 6,3 \times 10^6 \text{ kg m}^2$ [16] y la velocidad angular nominal corresponde a 18 RPM. En el caso del generador, su constante de inercia corresponde a 0,5 s y la velocidad angular nominal corresponde a 1494 RPM. Con los datos anteriores la constante de inercia correspondiente a la turbina es de $H = 6$ s.

Por último cabe indicar que se debió realizar una pequeña modificación al controlador de potencia existente, con el objeto de sumar la señal salida de lazo de emulación de inercia con las señal de referencia que define la estrategia de seguimiento potencia máxima, lo cual se muestra en la siguiente figura.

Figura 7.3 Diagrama de bloques del controlador de potencia modificado



7.2.3 Modelo del volante de inercia

El modelo considerado para el volante de inercia se ha desarrollado de acuerdo a la descripción realizada en el capítulo 4. En [41] se tiene una volante de inercia de alta velocidad de potencia de 50 kW con una velocidad nominal de 31000 rpm (3246,3 rad/s) y con una energía acumulada de 3,6 MJ.

Tomando en cuenta el criterio señalado en la sección 5.3, se considerara un FESS por cada generador eólico y su potencia nominal corresponderá a un 7,5 % de la potencia nominal de la turbina eólica, lo que da un valor de 150 kW para la potencia nominal del FESS. De acuerdo a los datos con lo que se dispone, lo anterior equivale a tres de los equipos de 50 MW antes indicados, por lo que para la implementación se considerara un FESS equivalente en base a los parámetros disponibles en [41].

Un parámetro clave para representar el modelo del FESS, corresponde al momento de inercia. A partir de los datos con lo que se dispone (velocidad angular y energía nominal acumulada) y de la ecuación (4.15) se obtiene que el momento de inercia del FESS considerado corresponde a $J_{FESS} = 0,683 \text{ kg m}^2$. Luego con los datos anteriores y de la definición de la constante de inercia indicada en la ecuación (5.3) se obtiene un valor de H de 72 s, lo cual de

acuerdo a la definición de la constante de inercia, es igual al tiempo que el FESS es capaz de entregar potencia nominal al sistema. Esto último permite afirmar que la energía acumulada es más que suficiente para que el equipo pueda inyectar su potencia nominal durante el periodo de respuesta inercial, el cual es típicamente de solo 5 s.

Cabe destacar que lo alto de este valor en relación a centrales generadoras es por el hecho que en este caso se trata de un sistema de acumulación de energía y no de una unidad generadora convencional. Además la constante de inercia, es decir el tiempo que el FESS es capaz de entregar potencia nominal, está dentro del rango de los valores indicados en la literatura [23] [25] [21].

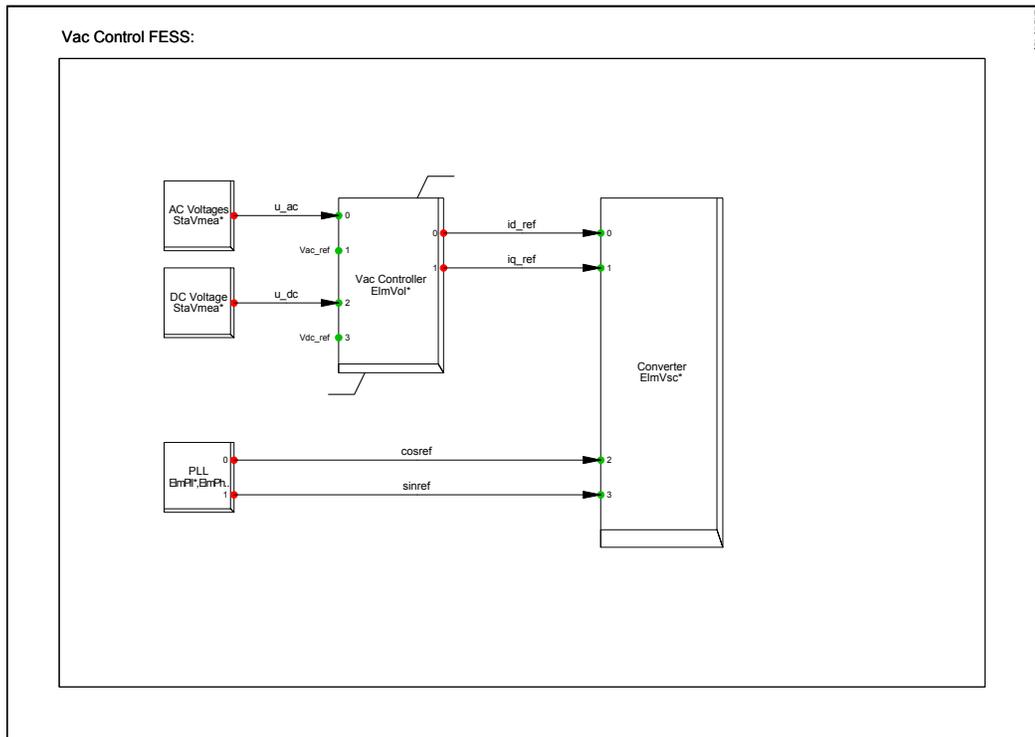
Cabe destacar que dicho modelo es una aproximación en base a los datos que se tiene, y con la simplificación que no considera perdidas en el eje, dado que no se posee información exacta con respecto a los parámetros de la máquina eléctrica, por lo que lo señalado no representa un FESS real pero cumple con el objetivo de demostrar las capacidades generales de la tecnología en cuestión.

El nivel de tensión del estator del FESS corresponde a 0,69 kV. La tensión nominal del lado DC corresponde a 1,15 kV y la tensión de salida AC del convertidor PWM del lado de la red corresponde a 0,69 kV. Para la conexión del convertidor del lado de la red al sistema se considera un transformador de dos enrollados cuyo voltaje en el lado de alta tensión corresponde a 30 kV.

Respecto a la modelación del generador PMG y considerando que éste puede ser representado como un generador síncrono con corriente de excitación constante y, los elementos estándares disponibles en DigSilent, se ha utilizado una máquina sincrónica en conjunto con un controlador que mantiene la corriente de excitación constante (bloque *PMG*) [39] [51]. Adicionalmente, para asegurar que el torque mecánico sea nulo, se ha retroalimentado la velocidad del generador multiplicada por 0. Cabe destacar que al realizarse los cálculos en por unidad y al haber despreciado la dinámica del eje, para modelar el FESS basta con definir la constante de inercia del generador PMG, lo cual es directo en DigSilent

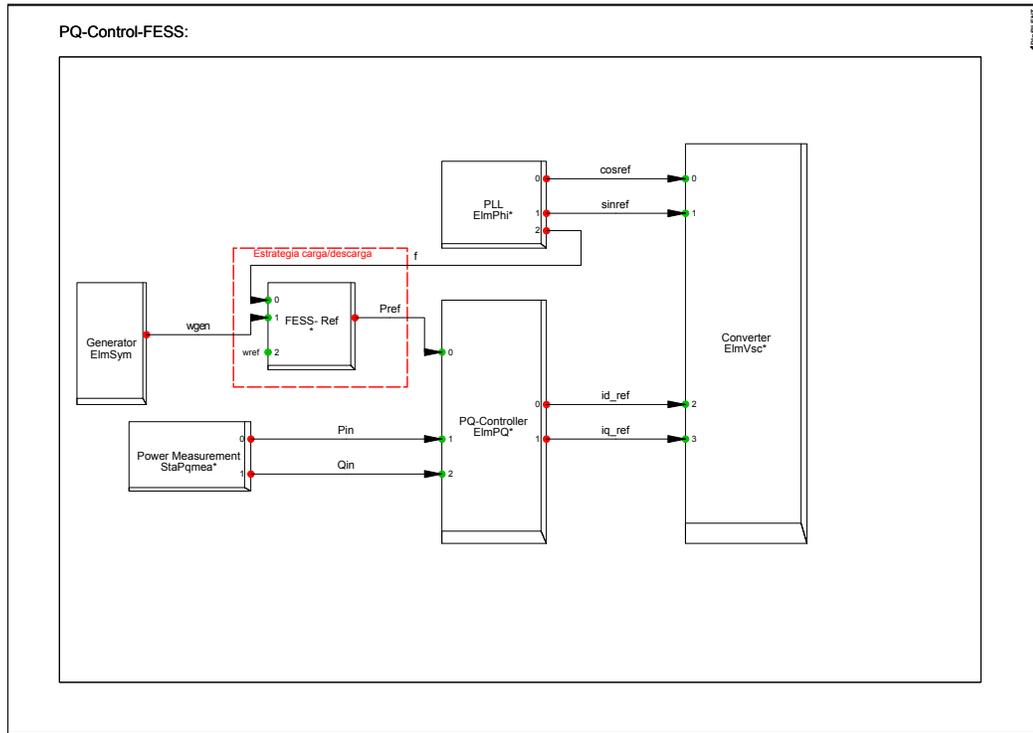
Por su parte, la implementación en DSL del control del lado del generador se muestra en la Figura 7.4. En ella se aprecian los bloques de medición de tensión, el PLL para obtener de los ángulos requeridos para la transformación entre sistemas de referencia y el controlador de voltaje, correspondiente a la primera etapa del controlador PI descrito en 4.2.3.1. Para el control de corriente (segunda etapa del control PI) se utilizó el controlador integrado de elemento PWM.

Figura 7.4 Diagrama de bloques – control lado generador FESS



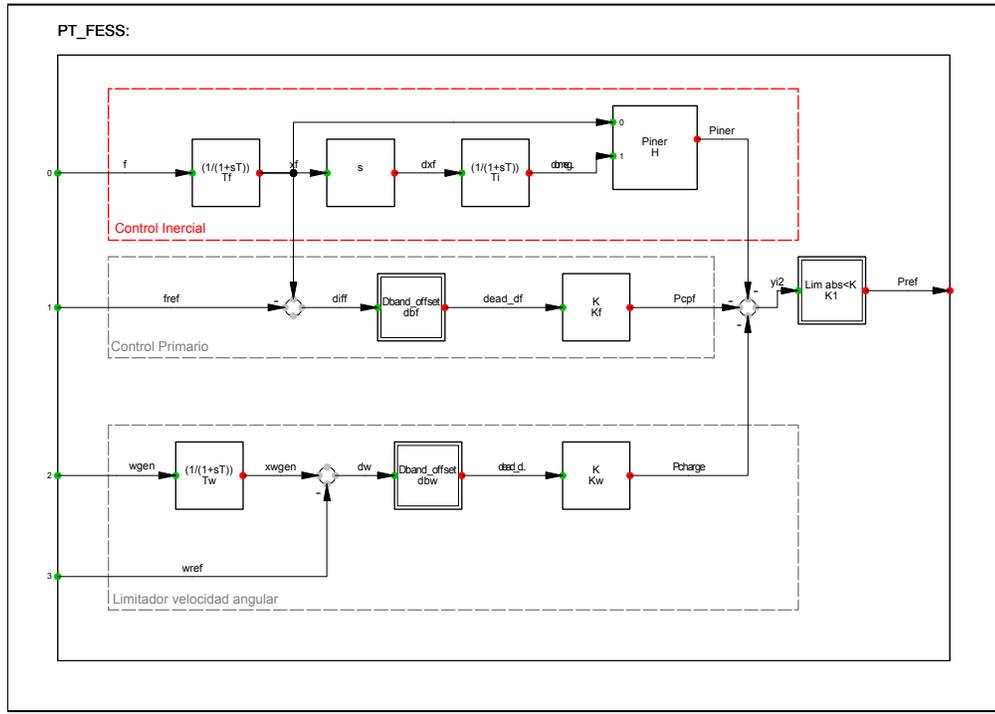
Con respecto a la representación del control del lado de la red en DigSilent, ésta se indica en la Figura 7.5, la cual es consecuente con lo descrito en 4.2.3.2 y es similar a la realizada para el control del lado del generador. En dicho diagrama se muestra el control de potencia junto con el bloque que define su referencia de potencia activa mediante la estrategia de control inercial, la cual considera como entradas a la frecuencia de la red y la velocidad angular del generador. Esta última señal es tomada directamente desde el modelo del generador.

Figura 7.5 Diagrama de bloques – control lado red FESS



La estrategia de descarga del FESS, tal como fue descrita en la sección 5.3 queda representada por la sección enmarcada del diagrama de bloques que se muestra en la Figura 7.6. Al igual que en el caso de controlador para emular inercia, se consideraron filtros de primer orden para limitar la tasa de variación y sus parámetros fueron definidos de manera análoga al controlador inercial. Además se considera un limitador de valor absoluto a la salida, para así no sobrepasar los límites de potencia del generador.

Figura 7.6 Diagrama de bloques – control de carga/descarga FESS



Para efectos de investigar el comportamiento del FESS se implementó un limitador para mantener el FESS dentro de sus valores extremos de velocidad angular y un lazo para que el FESS aporte potencia en función de la desviación respecto de la frecuencia nominal tal como se muestra en la figura precedente. Ahora bien, las dos funciones antes indicadas (limitación de velocidad y respuesta primaria de frecuencia) no fueron ajustadas ni consideradas en las simulaciones, dado que en la presente memoria solo es de interés la respuesta inercial.

Respecto a la constante de inercia del controlador, se considera el mismo valor del FESS modelado. Además, cabe destacar que los parámetros del controlador están basados en el modelo disponible de la turbina DFIG y ajustados vía prueba y error mediante varias simulaciones hasta que el FESS mostrara un compartimento estable y consecuente con lo esperable para este tipo de equipos.

7.2.4 Modelo agregado

Una central eólica típicamente consiste de un número considerable de turbinas eólicas conectadas entre sí mediante una red de media tensión, la cual se conecta a subestaciones colectoras en las que se eleva la tensión a un nivel adecuado para su conexión al sistema eléctrico de potencia correspondiente. Lo anterior implica que en cada turbina se tendrán distintas velocidades del viento y, producto de la red de media tensión, diferentes caídas de voltaje [28] [52].

Luego, una modelación detallada de cada una de las turbinas y del sistema eléctrico del parque implica una representación de complejidad considerable y en consecuencia altos tiempos de simulación. Debido a esto por lo que para el estudio del impacto de una central eólica en un SEP es deseable contar con modelos equivalentes que reduzcan la complejidad y tiempo de simulación, pero que mantengan una precisión aceptable.

Dada la gran cantidad de turbinas y, en consecuencia, la alta cantidad de variables que presentan diferencias entre cada una de ellas la agregación de las turbinas no es directa. Ahora bien, se han propuesto diversas metodologías para obtener un modelo agregado del parque eólico que permiten tener una buena aproximación del comportamiento de la central eólica [51] [52] [53].

En el caso de generadores de velocidad variable, en general, no es posible asumir velocidades mecánicas iguales en todas turbinas sin incurrir en errores significativos. No obstante lo anterior, en el caso estudios de respuesta transitoria donde el intervalo de tiempo de análisis es corto, dicho supuesto es posible, por lo que es factible representar todo el parque mediante una sola turbina equivalente. Luego, para efectos de implementar lo anterior, basta con modificar una serie de parámetros del modelo disponible para una turbina.

Lo primero que se debe realizar es escalar el modelo del generador al equivalente que se desea. Para estos efectos hay que tener en cuenta que DigSilent permite especificar la cantidad de generadores en paralelo, por lo que para escalar el generador basta con especificar la cantidad de

turbinas que se requiere en el parámetro respectivo. Lo mismo es posible para escalar la cantidad de transformadores elevadores de cada unidad.

Un punto importante que se debe tener en cuenta para estos efectos, es que la gran mayoría de los parámetros de controlador están en por unidad, con lo que no se hace necesario realizar ajustes, salvo en contadas casos. Dichas excepciones tienen relación con elementos de medición y protección donde se trabaja con valores absolutos.

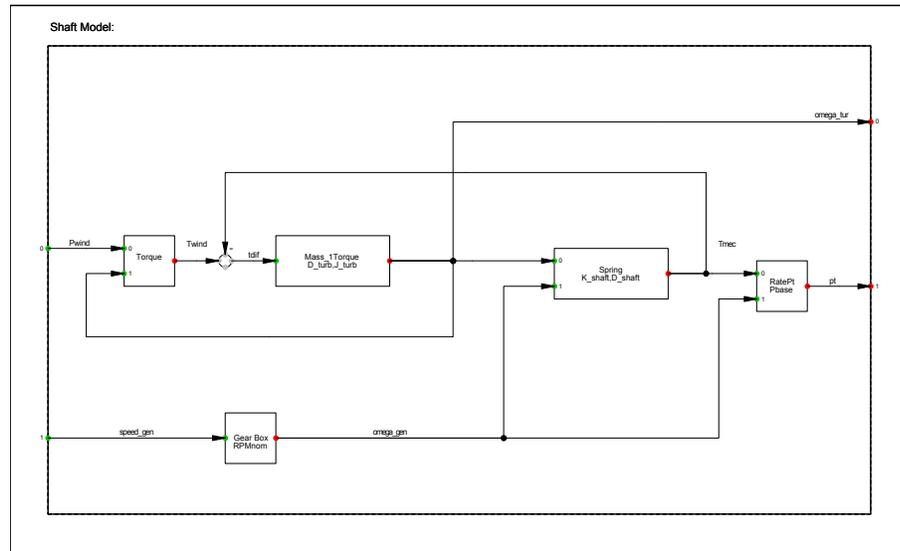
Además de los parámetros del controlador, se debe escalar las características de los otros elementos del modelo, es decir, la capacidad del convertidor PWM, del condensador del enlace DC, de la inductancia serie y sus características. Luego, de acuerdo a lo anterior, los pasos necesarios para escalar el modelo disponible a una cantidad n de turbinas son los siguientes:

- Modificar a n el número de generadores en paralelo.
- Modificar a n el número de transformadores en paralelo.
- Multiplicar por n el valor base del parámetro *Srated* en bloque *Rotor Current Measurement*.
- Multiplicar por n el valor base del parámetro *Sbase* en el elemento de medición *PQ Measurement*.
- Multiplicar por n el valor base del parámetro *MaxIrotor* en bloque *Protection*.
- Multiplicar por n el valor base de potencia nominal del conversor del lado del estator.
- Multiplicar por n el valor base de potencia nominal de condensador DC.
- Multiplicar por n el valor base de potencia nominal de la reactancia serie.
- Multiplicar por n el valor base de las pérdidas en el cobre de la reactancia serie.

Cabe destacar que si bien la turbina está representada por su momento de inercia J , tal como se ve en la figura siguiente, el considerar n turbinas iguales implica multiplicar la ecuación 4.3 a ambos lados por dicho factor, los cuales naturalmente se simplifican haciendo equivalente

la dinámica de una maquina a la del conjunto agregado. Además, fuera de la potencia del viento, las entradas y salidas de la representación de la turbina están en p.u. por lo que no es necesario realizar modificaciones en el momento de inercia ni en los otros parámetros del modelo de la turbina.

Figura 7.7 Diagrama de bloques – modelo mecánico



Los FESS han sido agregados de forma similar a la turbina DFIG, siendo necesario y, de acuerdo al criterio indicado en la sección 5.3, escalar la cantidad de generadores al mismo número de turbinas presentes en el parque. Además se debe ajustar el número de transformadores elevadores 0.69/30 kV considerados, para así tener la capacidad requerida para evacuar la potencia máxima del FESS equivalente

Adicionalmente, en este caso, se deben ajustar las capacidades de la inductancia serie, de los dos convertidores y del condensador del enlace DC, junto con el valor del parámetro S_{base} en el elemento de medición *PQ Measurement* respectivo, por un factor n . Respecto a la inercia del FESS, ella está representada por la constante de inercia H , por lo que no es necesario modificar dicho parámetro al agregar los FESS,

7.3 Modelo SING año 2020

Tal como se indicó en la sección 1.4, se considerará para las simulaciones un modelo del SING al año 2020, el cual contemple las instalaciones actuales, junto con las que se proyectan para dicho año. Para estos efectos, se dispone a priori de un modelo del SING en el software DigSilent, un estudio de planificación de las obras de generación y transmisión requerida al año 2020 y una proyección de demanda para el mismo año, hechas en el Centro de Energía de la Universidad de Chile en base a datos públicos del CDEC-SING. El resultado de dichos estudios se incluye en los anexos electrónicos de la presente memoria.

Del estudio de planificación con que se cuenta, la oferta de generación al año 2020 requiere de 1200 MW adicionales de capacidad instalada con centrales a carbón. Luego, se consideran 7 nuevas centrales carboneras de 168,8 MW de capacidad cada una y modeladas con similares características a la actual Central Térmica Andina, con lo que se obtiene una capacidad instalada total de 5513,9 MW al año 2020 en el sistema.

Con respecto a los puntos de conexión de dichas unidades generadoras, el estudio en cuestión indica que cuatro de ellas se conectan a la barra Chacaya 220 kV, dos a Atacama 220 kV y la restante a la barra Tarapacá 220 kV.

La proyección de demanda indicada consta de datos horarios de la demanda eléctrica al año 2020 caracterizada por una demanda media de 2781 MW y por un valor máximo y mínimo correspondientes a 3208 MW y 2089 MW respectivamente.

Se utilizó un modelo aproximado del SING al año 2020, consistente en 80 barras el cual se muestra en el Anexo B. El modelo reducido del SING para el software DigSilent en formato *.pdf* se incluye dentro de los anexos electrónicos de la presente memoria.

7.4 Selección de escenarios

Para estudiar el comportamiento del sistema de potencia en estudio, se ha considerado definir una serie de escenarios en los cuales se tengan distintos niveles de penetración eólica para así apreciar el efecto de esta variable en la respuesta inercial del caso en estudio.

Para estos efectos, se considera definir un escenario base en el cual no se contemple generación eólica, con el objeto de tener una base comparativa para contrastar los resultados obtenidos en los escenarios con generación eólica.

Respecto a la penetración eólica considerada en los escenarios de estudio cabe considerar que hoy en día, de acuerdo a los datos del SEIA [10] disponibles, existen 852 MW aprobados de generación eólica en el SING. Los proyectos eólicos aprobados ambientalmente y en proceso de calificación en el SEIA en el SING a la fecha se muestran en el siguiente cuadro.

Tabla A.1: Proyectos eólicos con calificación ambiental en SING

Nombre Proyecto	Empresa	Potencia [MW]	Estado	Fecha resolución de calificación ambiental	Punto de conexión al SING
Quillagua	Ingeniería Seawind Sudamérica	100	En construcción	08-04-2009	Tap Off entre Crucero y Lagunas 220 kV
Calama (Codelco)	Codelco	250	SEIA aprobado	08-02-2010	Salar 220 kV
Calama (E-Cl)	E-CL	128	SEIA aprobado	06-01-2012	Calama 110 kV
Ckani	Mainstream	240	SEIA aprobado	14-12-2011	El Abra 220 kV
Gaby	Ingeniería Seawind Sudamérica	40	SEIA aprobado	10-03-2009	Gaby 220 kV
Valle De Los Vientos	Sowitec	99	SEIA aprobado	04-05-2010	Calama 110 kV
Andes Wind Parks	Andes Wind Parks	65	SEIA en calificación	N/A-	Calama 110 kV
Calama A	E-Cl	108	SEIA en calificación	N/A-	Calama 110 kV
Loa	Ibereólica	528	SEIA en calificación	N/A	Lagunas 220 kV

Adicionalmente, el Ministerio de Bienes Nacionales se encuentra licitando la concesión de terrenos de propiedad fiscal en los sectores de Calama Oeste y Sierra Gorda, para que se desarrollen, construyan y operen parques eólicos de entre 40MW y 150MW.

Considerado que de acuerdo al estudio de planificación con que se cuenta, en el año 2020 se tiene una capacidad instalada total de 5514 MW en el SING, los proyectos actualmente aprobados representan aproximadamente un 15% de dicha matriz de generación proyectada.

Ahora bien, dadas las dificultades asociadas al desarrollo de proyectos eólicos, tales como factibilidad económica, acceso a financiamiento, tiempos de ejecución, entre otros, el considerar que todos los proyectos actualmente en evaluación ambiental se construyan a futuro, corresponde a un escenario optimista. Por lo anterior, un escenario con una penetración del 15 % con respecto a la capacidad instalada se considera como la penetración máxima esperable al 2020.

Además del escenario del 15% de penetración eólica, se consideran otros dos intermedios con el objeto de simular condiciones más conservadores. En consecuencia los escenarios considerados son los siguientes:

- E0: Escenario Base.
- E5: Escenario con 5% de penetración eólica.
- E10: Escenario con 10% de penetración eólica.
- E15: Escenario con 15% de penetración eólica.

Con respecto al escenario base, cabe mencionar que este queda definido con lo indicado en la sección 7.3, donde se indica el parque generador, demanda y otras consideraciones realizadas que se ven reflejadas en el modelo del SING al año 2020.

En el caso de los escenarios con generación eólica, se deben definir la cantidad de parques eólicos considerados, los puntos de conexión y capacidad instalada en cada uno de ellos. Un punto a tomar en cuenta es que, de acuerdo a lo indicado en la sección 6.4, existen principalmente

cuatro áreas con potencial para la instalación de centrales eólicas y, en la mayoría de ellas, existen proyectos en estudio que podrían eventualmente concretarse [10]. Por lo anterior, se considerara un parque eólico en cada una de ellas en todos los casos.

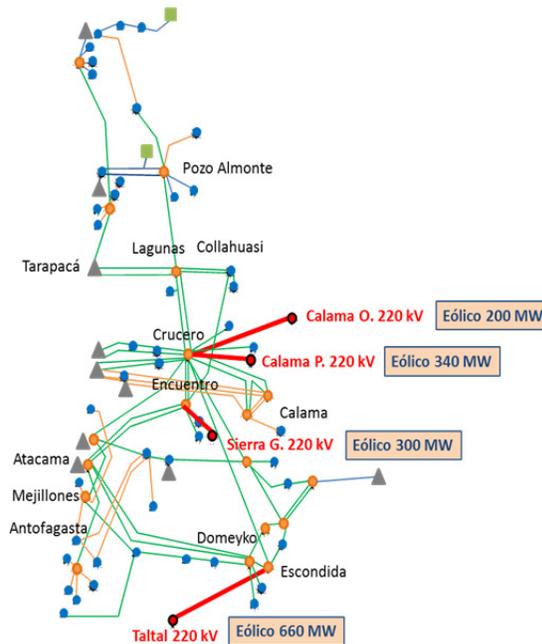
De acuerdo a lo indicado previamente, lo único que diferencia a los escenarios con generación eólica es la capacidad instalada de turbinas eólicas, por lo que las definiciones necesarias para la simulación de ellos, son comunes a todos los casos. A continuación se procede a explicar el criterio de selección de los puntos de conexión y justificar la capacidad instalada en cada parque.

7.4.1 Selección de puntos de conexión de centrales eólicas

Un análisis técnico-económico detallado para la selección del punto de inyección de los parques eólicos, en el cual se evalúen las inversiones requeridas en transmisión, cumplimiento de la normativa técnica y peajes, entre otros, está más allá del alcance de la presente memoria de título, razón por la cual se ha optado por definir los puntos de inyección en base a un criterio aproximado basado en la cercanía y tipo de instalación.

Como criterio general se ha definido que, en lo posible, se considerarán como puntos de conexión la subestación más cercana perteneciente al sistema de transmisión troncal de SING, las cuales han sido definidas en el estudio de transmisión troncal del cuatrienio 2010-2014. En el caso de que la subestación troncal más cercana esté a una distancia tal que no sea razonable, se optará por la conexión a la subestación adicional más cercana, en la cual las instalaciones de transmisión aledañas tengan una capacidad adecuada para permitir la inyección de la generación eólica. En la siguiente figura se aprecia la ubicación de las subestación definidas como troncales y las zonas de desarrollo eólico.

Figura 7.8 Puntos de conexión de centrales eólicas



En la figura se aprecia que para las zonas de Calama Oriente-Norte y Calama Poniente, la subestación más cercana corresponde a Crucero 220 kV, la cual está a unos 100 km y 60 km de distancia respectivamente. En el caso del área de Sierra Gorda, la subestación troncal más cercana corresponde a Encuentro la cual está a 80 km.

Respecto de Taltal, la subestación troncal más cercana corresponde a Atacama, la cual está a unos 220 km de distancia lo que hace inviable esta opción (alto costo de inversión, pérdidas, problemas de estabilidad, eventual necesidad de compensaciones) por lo cual se considera, en este caso, la conexión a la subestación Escondida, la cual corresponde a la instalación adicional más cercana que cumple con el criterio antes indicado, y está a 150 km aproximados de distancia.

Cabe destacar que las longitudes antes indicadas consideran una holgura de un 10% aproximadamente con respecto a la distancia recta, con el objeto de considerar la mayor longitud que las líneas tendrían producto del trazado y de los desniveles del terreno.

Respecto a las instalaciones requeridas para la conexión del parque a la subestación seleccionada, se ha considerado para cada parque una línea de transmisión de simple circuito en nivel de 220 kV de características similares a la línea Angamos-Laberinto con las longitudes antes indicadas. Además, se incluye un banco de transformadores elevadores con razón de transformación de 30/220 kV de capacidad adecuada para el flujo de potencia inyectado por cada parque.

7.4.2 Capacidad instalada de generación eólica

Para definir la capacidad instalada en cada parque eólico se han considerado los datos disponibles en los estudios previos realizados en el Centro de Energía de la Universidad de Chile. Dicho estudio define las capacidades instaladas en cada parque en un escenario de alta penetración eólica, las cuales se indican a continuación:

- Parque eólico Taltal : 660 MW
- Parque eólico Calama Poniente : 340 MW
- Parque eólico Sierra Gorda : 300 MW
- Parque eólico Calama Poniente : 200 MW

Se ha considerado como criterio aproximado ajustar proporcionalmente la capacidad en cada escenario a los datos antes indicados. Luego y, de acuerdo a lo anterior, las capacidades instaladas y el número de turbinas de 2 MW resultantes en cada parque se indican en los siguientes cuadros.

Tabla 7.1: Potencia instalada por parque en MW

Escenario	Taltal	Sierra Gorda	Calama Poniente	Calama Oriente	Total
E5	122	56	64	38	280
E10	242	110	126	74	552
E15	364	166	188	110	828

Tabla 7.2: Número de turbinas por parque

Escenario	Taltal	Sierra Gorda	Calama Poniente	Calama Oriente	Total
E5	61	28	32	19	140
E10	121	55	63	37	276
E15	182	83	94	55	414

7.5 Estudios dinámicos

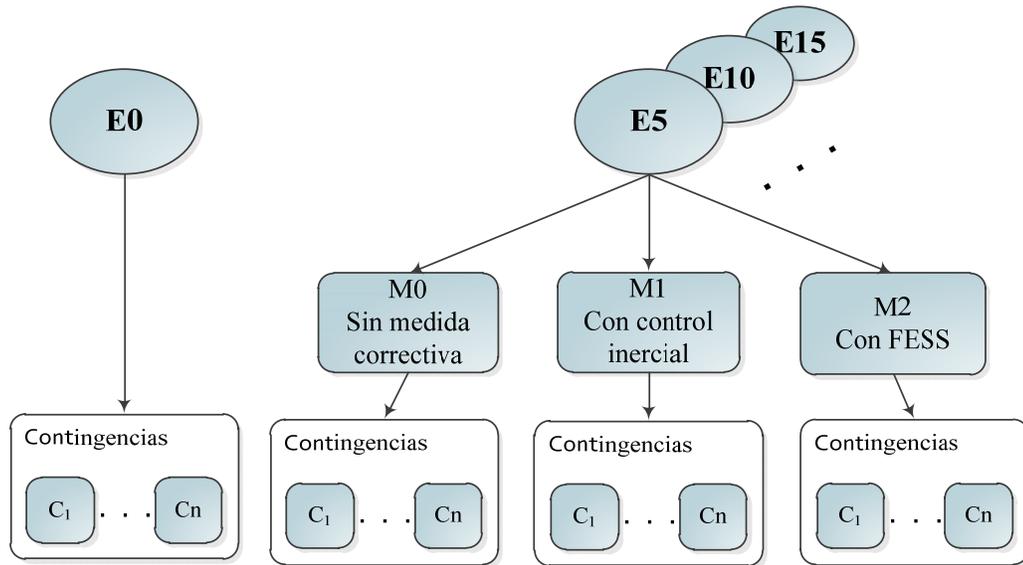
Con el objeto de estudiar la respuesta inercial del sistema eléctrico analizado, se deben definir los estudios dinámicos a realizar en cada uno de los escenarios descritos en la sección precedente. Para estos efectos se ha considerado hacer un estudio para el escenario base y uno por cada medida correctiva en todos los escenarios con generación eólica. Cada estudio considerara un conjunto de contingencias las cuales afecten de manera crítica la respuesta inercial del sistema

Luego, en cada uno de los escenarios en los que se tiene generación eólica se consideran tres estudios según la medida correctiva considerada, las cuales se indican a continuación:

- M0: Parque con turbinas DFIG sin medida correctiva.
- M1: Parque con turbinas DFIG con respuesta inercial.
- M2: Parque con turbinas DFIG y volante de inercia con capacidad ad hoc.

El primer estudio se simula para analizar la respuesta con un parque eólico DFIG con un controlador estándar y así comparar con generadores que incluyan medidas correctivas de mejora de la respuesta inercial. Lo anterior se ve en la siguiente figura.

Figura 7.9 Estudios dinámicos



Cabe destacar que en todos los estudios el punto de operación del sistema será el mismo y corresponderá al que se estima como crítico para la respuesta inercial. En las secciones siguientes se define el punto de operación crítico de sistema, los indicadores de desempeño considerados y el conjunto de contingencias críticas.

7.5.1 Selección de puntos de operación

Para poder realizar las simulaciones dinámicas requeridas es necesario definir las condiciones de operación del sistema eléctrico en estudio (hora del año). En particular, se debe definir la demanda considerada y el despacho de las unidades generadoras para suplir dicha demanda.

El punto de operación crítico para este estudio corresponde a aquel donde se tenga un mínimo de generación convencional, dado que en dicha situación el sistema presenta una baja inercia total respecto a otros puntos de operación.

Luego, para encontrar dicho punto de operación se deben cruzar los datos disponibles de generación eólica horaria con la información de la proyección de demanda horaria. Para estos

efecto, se ha considerado la información de la modelación numérica del recurso eólico realizada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile [50].

Cabe destacar que dichas simulaciones estiman la velocidad del viento y la generación eólica horaria al año 2010, por lo que se ha supuesto que ellas no presentan variaciones. Si bien dicho supuesto podría no ser del todo exacto, para efectos de los estudios desarrollados, dicha aproximación es suficiente. Además, un estudio de las variaciones de recurso eólico con el tiempo está más allá del alcance de la presente memoria.

Dado que la potencia eólica no es despachable, la demanda a suplir corresponde a la diferencia entre la demanda y la generación eólica, por lo que la generación convencional será mínima cuando esta diferencia sea mínima. Luego, restando los datos horarios de demanda con los correspondientes de la potencia eólica y buscando el mínimo, se obtiene el punto de operación buscado.

Cabe destacar que para mantener una base comparativa común entre los escenarios, se ha seleccionado la hora crítica en el escenario de máxima penetración, ya que la hora en que se da la condición antes indicada varía según la potencia eólica instalada. Las planillas con el cálculo en cuestión se encuentran disponibles en los anexos electrónicos de la presente memoria.

Del análisis realizado resulta que la hora crítica corresponde a la hora 850, la que corresponde a la hora 9 del día 5 de febrero donde la demanda corresponde a 2195 MW. Luego, de acuerdo a los datos de velocidad del viento disponibles, la generación convencional requerida y la potencia de los parques eólicos se muestra en la Tabla 7.3 y el detalle por parque se indica en la Tabla 7.4.

Tabla 7.3: Potencia total de los parques en hora crítica en MW

Código	Generación Convencional Requerida MW	Potencia Total de Parques
E5	1966	229
E10	1742	453
E15	1515	680

Tabla 7.4: Potencia total de los parques en hora crítica en MW

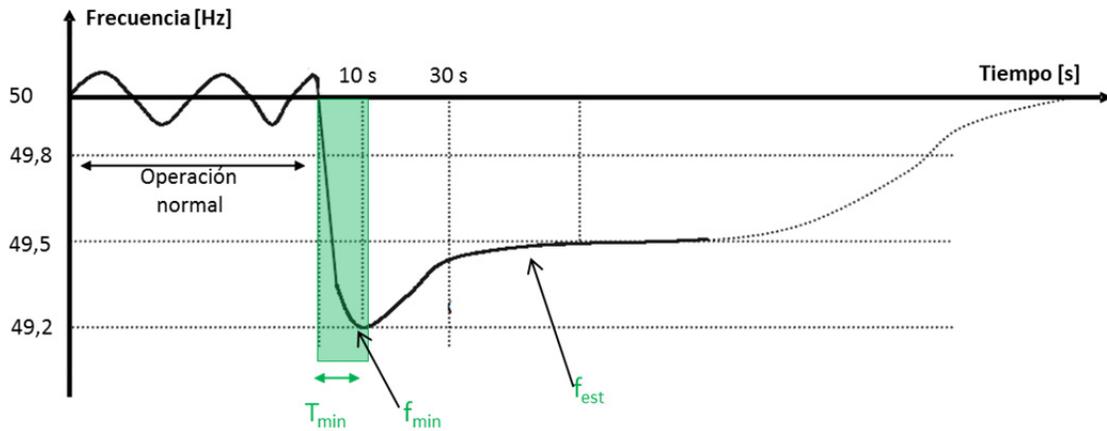
Código	Taltal	Sierra Gorda	Calama Poniente	Calama Oriente
E5	122	41,4	57,6	8,4
E10	242	81,4	113,4	16,3
E15	364	122,8	169,2	24,2

Respecto al despacho de las unidades de generación, se cuenta con una herramienta desarrollada en el Centro de Energía de la Universidad de Chile, que calcula el despacho de las unidades generadoras vía una lista de méritos. Dicha herramienta considera la información técnica de las unidades del SING informada por el CDEC-SING, junto con los niveles de reserva requeridos. Los despachos considerados para cada escenario se adjuntan en el Anexo C y las planillas de cálculo asociado se incluyen dentro de los anexos electrónicos de la presente memoria.

7.5.2 Definición de indicadores de desempeño

La respuesta inercial de un sistema está caracterizada por dos valores: valor mínimo que alcanza de la frecuencia después de la contingencia y el tiempo transcurrido hasta dicho valor, razón por la cual la definición de los indicadores de desempeño es directa. Lo anterior se aprecia en la siguiente figura.

Figura 7.10 Indicadores de desempeño



Además, se ha considerado como indicador de desempeño a la frecuencia obtenida al final del período de simulación. Si bien esta variable no tiene directa relación con la respuesta inercial, indica el impacto que ésta tiene en el control de frecuencia primario y secundario del SEP en estudio.

7.5.3 Definición de contingencias críticas

De las posibles fallas que podrían darse en el sistema (pérdida de una unidad de generación, cortocircuito en línea, escalón de carga, etc.), la más crítica con respecto a la respuesta inercial corresponde a la salida intempestiva de una unidad de generación ya que esto produce un gran desbalance entre generación y consumo, junto con reducir la inercia del sistema.

En consecuencia, no se aprecia la necesidad de simular otro tipo de fallas, por lo que el conjunto de contingencias se acota sólo a la salida intempestiva de unidades de generación. Naturalmente, en cada contingencia se considera la salida de solo un generador (criterio N-1), dado que la salida intempestiva de dos o más unidades de generación al mismo tiempo es improbable.

Luego, cada contingencia queda definida por la salida de una unidad de generación en específico y, para seleccionaras, se ha optado por realizar simulaciones previas en el escenario de

máxima penetración eólica sin ninguna medida correctiva. Con dichas simulaciones es posible estudiar la respuesta inercial ante la salida de distintas unidades generadoras en el escenario que se considera a priori como el más crítico y en función de los indicadores de desempeño obtenidos seleccionar las contingencias más relevantes.

Para seleccionar las unidades candidatas a ser simuladas en todos los escenarios, se ha considerado estudiar las unidades que presenten la mayor energía cinética acumulada que estén conectadas a las principales barras del SING. Tomando en cuenta la definición de la constante de inercia, para la estimación de la energía acumulada se ha considerado el producto entre dicha constante y la potencia despachada, y de acuerdo al detalle del despacho y estimación de energía acumulada que se adjunta en el Anexo C, las contingencias candidatas corresponden a las indicadas en la tabla siguiente.

Tabla 7.5: Definición de contingencias candidatas

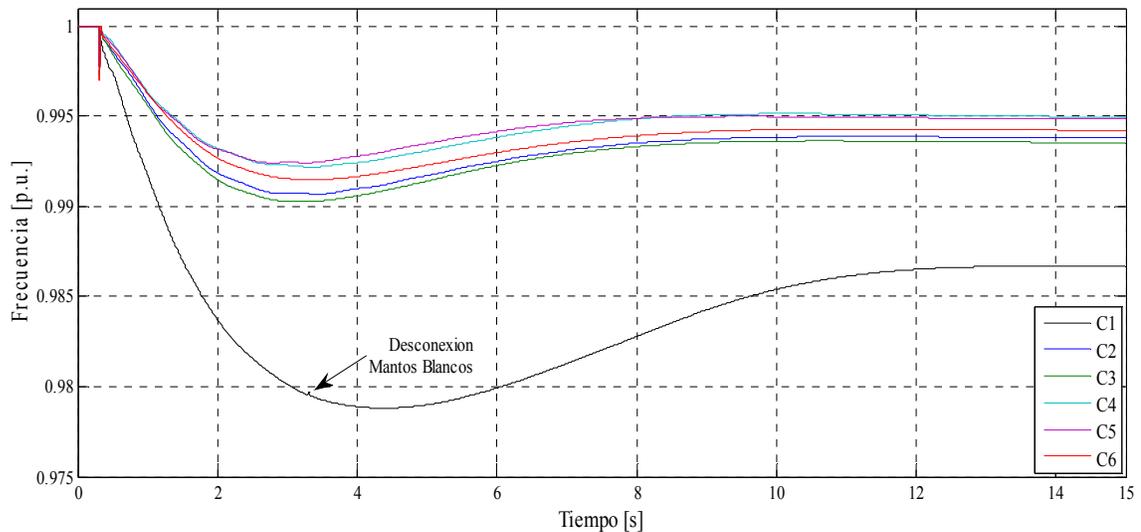
Código	Unidad Generadora	Punto de Conexión	Potencia Despachada [MW]	Constante de inercia H [s]	Energía Acumulada [MJ]
C1	Angamos 2	Angamos 220 kV	240,0	3,9	926,4
C2	U14	Tocopilla 220 kV	120,0	5,6	675,6
C3	CTTAR	Tarapacá 220 kV	125,0	5,2	650,0
C4	Gas Atacama TG1A	Atacama 220 kV	96,4	6,4	619,6
C5	CTM 3 TG	Chacaya 220 kV	100,5	5,0	502,3
C6	NTO1	Norgener 220 kV	110,0	3,2	356,4

En cada simulación, la salida de la unidad de generación se definió los 0,3 s y se consideró un tiempo de simulación de 15 s. Los resultados obtenidos se muestran en la figura y tabla siguiente.

Tabla 7.6: Indicadores de desempeño

Contingencia	Frecuencia Mínima [p.u]	Tiempo a Mínimo [s]	Frecuencia Final [p.u]
C1	0,979	4,30	0,987
C2	0,991	3,44	0,994
C3	0,990	3,08	0,994
C4	0,992	3,34	0,995
C5	0,992	3,27	0,995
C6	0,991	3,33	0,994

Figura 7.11 Respuesta de frecuencia ante contingencias candidatas



En la figura y tabla precedente, se aprecia que la salida de una de las unidades de la central Angamos representa la mayor exigencia al sistema, siendo la caída de la frecuencia sustancialmente mayor a los otros casos, llegando incluso a desprenderse carga (Mantos Blancos).

Tal como se indica en el Anexo C, las dos unidades de la central Angamos están en servicio en todos los escenarios y corresponden a las unidades de mayor despacho y energía acumulada. Luego, se define como la contingencia crítica a la salida de una unidad de la central antes indicada y se considera que simular contingencias asociadas a la salida de otras unidades no aporta mayores antecedentes, en razón de los argumentos antes indicados.

Capítulo 8 Resultados

8.1 Introducción

En el presente capítulo se muestran los resultados de las simulaciones realizadas siguiendo la metodología descrita en el Capítulo 7 .

Para estos efectos, se procede a mostrar los resultados obtenidos en cada escenario. Se incluyen los resultados más representativos del sistema, para luego mostrar los resultados correspondientes a las variables más relevantes de uno de los parques para las contingencias seleccionadas en el escenario de máxima penetración eólica (E15). Esto, dado que el comportamiento de dichas variables, es análogo para el resto de los casos estudiados. Se ha decidido mostrar los resultados del parque Taltal, ya que en él se tiene la mayor potencia eólica instalada.

Luego, se muestra la respuesta de frecuencia y los indicadores de desempeño obtenidos en cada caso. La respuesta de frecuencia del SING se representa por la obtenida en una barra característica del sistema. Para estos efectos, se ha considerado como barra característica del SING a Encuentro 220 kV, dada su importancia en el sistema al estar ubicada en el centro de carga y ser parte del sistema de transmisión trocal. Los indicadores de desempeño se calculan en base a la variable antes indicada.

No obstante, el detalle de todos los resultados se puede apreciar en los anexos electrónicos.

8.2 Resultados en escenario E0

En la presente sección se muestran los resultados obtenidos para el escenario base E0, es decir, sin turbinas eólicas. De acuerdo a lo indicado en la sección 7.5.3 se simula sólo una

contingencia, correspondiente a la salida de la unidad 2 de la central Angamos. La salida de la unidad de generación se definió los 0,3 s y se consideró un tiempo de simulación de 15 s.

8.2.1 Resultados representativos del sistema

Con el objeto de mostrar el comportamiento global del sistema para el escenario E0, en los anexos electrónicos se muestran los resultados obtenidos para las potencias activas y ángulos relativos a la máquina de referencia de las principales unidades generadores en servicio, junto con las tensiones en las principales barras del sistema.

La respuesta obtenida para todas las variables eléctricas antes indicadas es amortiguada. La mínima tensión post contingencia en el sistema corresponde a 0,961 p.u. y la máxima a 1,041 p.u. La excursión angular máxima respecto a la máquina de referencia en el sistema corresponde a 28,3 grados.

8.2.2 Respuesta de frecuencia

La respuesta de frecuencia en la barra representativa y los indicadores de desempeño obtenidos en el escenario E0 se muestran en la Figura 8.1 y en la Tabla 8.1 respectivamente.

Figura 8.1 Frecuencia ante contingencia C1 en E0

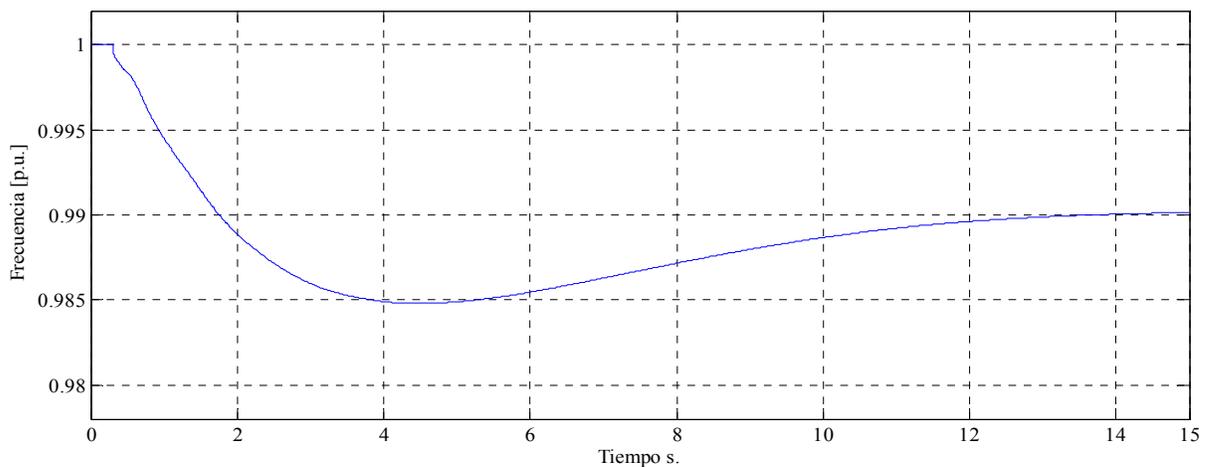


Tabla 8.1: Indicadores de desempeño en escenario E0 ante C1

Escenario	Frecuencia Mínima [p.u.]	Tiempo a Mínimo [s]	Frecuencia Final [p.u.]
E0	0,985	4,42	0,990

Tal como se ven en la figura y la tabla precedente, la frecuencia post-contingencia se mantiene por sobre 0,98 p.u. Este valor corresponde al umbral en el cual se activan las primeras etapas EDAC, por lo que en este caso no desprende ninguna carga. El valor mínimo de la frecuencia corresponde a 0,985 p.u. y se alcanza a los 4,42 s. Estos valores sirven de base para comparar los distintos escenarios con generación eólica. El valor final de la frecuencia es de 0,99 p.u., lo cual es esperable dado el error permanente que se tiene siempre en un sistema eléctrico luego de la acción del CPF.

8.3 Resultados en escenario E15

En la presente sección se muestran parte de los resultados obtenidos en el escenario E15. Para mayores detalles de los resultados ver los anexos electrónicos. De acuerdo con lo indicado en la sección 7.5.3, se simula sólo una contingencia correspondiente a la salida de la unidad 2 de la central Angamos. La contingencia se definió a los 0,3 s y se consideró un tiempo de simulación de 15 s.

8.3.1 Resultados representativos del sistema

La respuesta obtenida para la frecuencia, tensión y excursión angular es amortiguada y los valores extremos de la tensión y los ángulos en el sistema se muestran a continuación.

Tabla 8.2: Valores extremos en escenario E15

Variable	M0	M1	M2
Tensión Mínima [p.u.]	0,981	0,976	0,976
Tensión Máxima [p.u.]	1,048	1,046	1,046
Excursión Angular Máxima [grados]	39,693	39,508	39,778

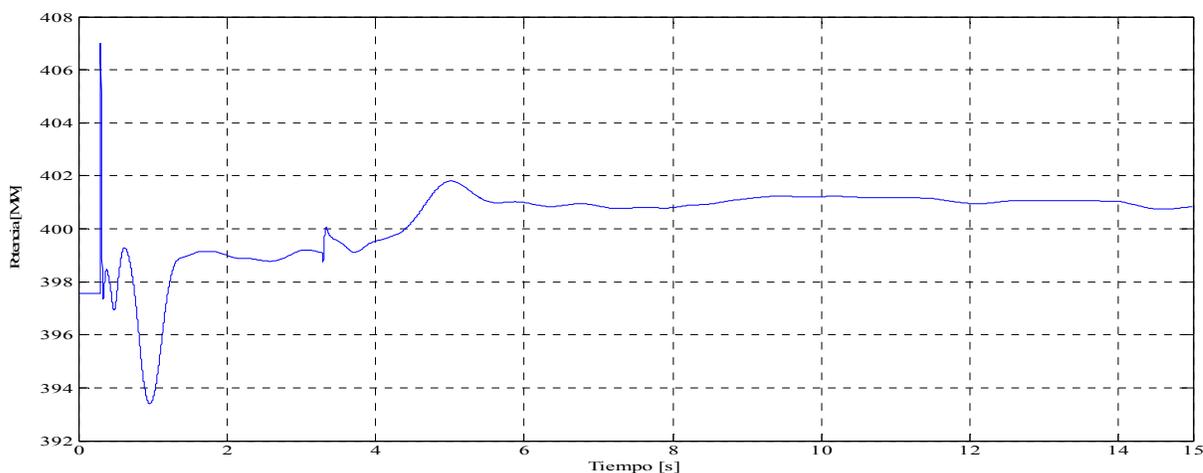
8.3.2 Resultados de parque eólico Taltal

Las principales variables electromecánicas para el parque eólico Taltal, resultantes de las simulaciones dinámicas del escenario de 15% de penetración (E15), se muestran a continuación para los casos de turbinas eólicas DFIG (M0), turbinas eólicas DFIG con emulación de inercia (M1) y turbinas eólicas DFIG con sistema de acumulación de energía (M2).

8.3.2.1 Caso M0

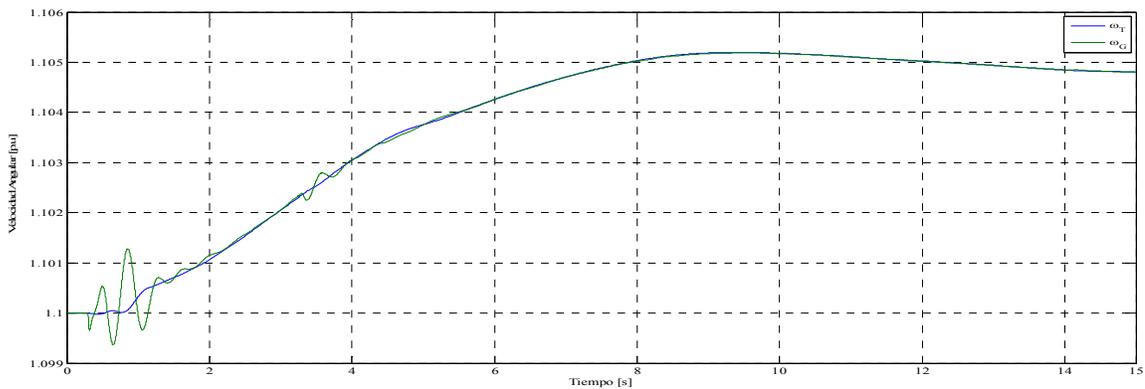
La dinámica post-contingencia, en el escenario de 15% de penetración eólica sin ninguna medida, correctiva queda caracterizada por los siguientes resultados.

Figura 8.2 Potencia activa del parque Taltal E15-M0



Tal como se ve en la figura anterior, en la caso de los parques eólicos sin medidas correctivas (caso M0), se constata el desacople entre la dinámica eléctrica y mecánica, mediante los resultados obtenidos para la potencia de salida de las turbinas eólicas. En ella se ve que la potencia activa presenta mínimas variaciones post-contingencia, oscilando levemente en los primeros 4 segundos y estabilizándose en un valor de alrededor de un 0,8% por sobre su magnitud pre-contingencia. Dicho comportamiento es análogo para todos los escenarios (E5, E10 y E15) en el caso M0.

Figura 8.3 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M0

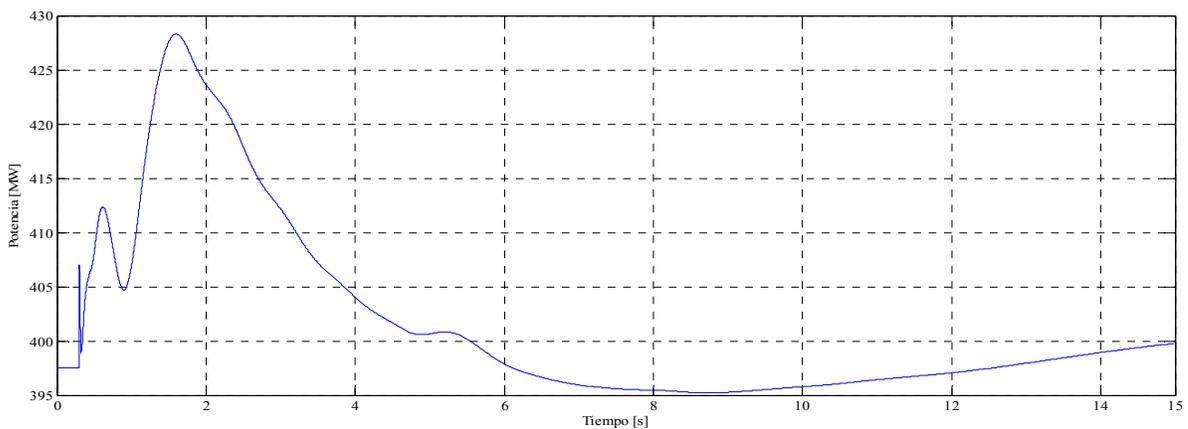


Respecto a la velocidad angular de la turbina en el caso M0, en todos los escenarios (E5, E10 y E15), esta variable se mantiene casi constante observándose un leve incremento gradual de alrededor de un 0,4% por sobre el valor pre contingencia y estabilizándose en su valor final a los 12 segundos. Respecto a las oscilaciones torsionales, estas se amortiguan antes de los 2 segundos.

8.3.2.2 Caso M1

La respuesta del sistema después de la contingencia, en el escenario de 15% de penetración eólica con emulación de inercia vía la modificación del control de las turbinas, queda caracterizada por los siguientes resultados.

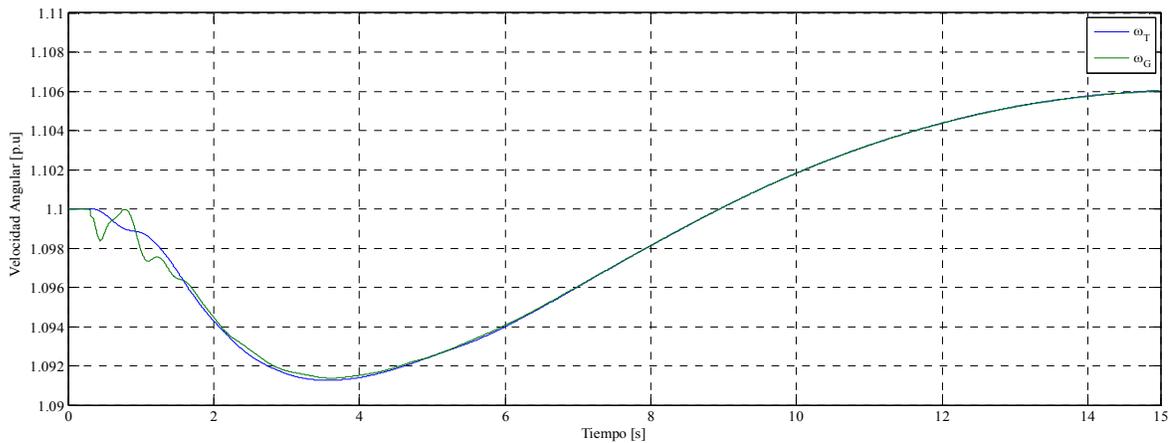
Figura 8.4 Potencia activa de parque Taltal E15-M1



De la figura precedente se aprecia que en el caso de la turbina con emulación de inercia (M1) se ve que existe un aporte de potencia transitorio los cuatro primeros segundos para luego tomar potencia del sistema, de acuerdo con el cambio de signo de la tasa de variación de la frecuencia, llegando a un valor levemente superior al inicial, al final del periodo de simulación. El valor máximo de esta potencia adicional corresponde a 30,3 MW lo que represente un aumento de 7,7% respecto valor inicial de la potencia del parque eólico y está dentro de lo esperado de acuerdo a [48].

La única diferencia que se aprecia en el aporte de potencia activa en la variante M1 al aumentar la penetración (escenarios E5, E10 y E15), es el incremento del valor absoluto de ella producto de la mayor cantidad de equipos considerados en los casos de mayor participación eólica.

Figura 8.5 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M1



Respecto a la respuesta de la velocidad angular de la turbina en el caso M1, tal como se ve en la figura anterior, ella es consecuente con el comportamiento de la potencia activa, disminuyendo un 0,7 % hasta los 3,8 segundos en todos los casos para luego re-acelerar hasta un valor levemente superior al inicial. La baja caída de velocidad se explica producto del poco tiempo de aporte de potencia transitoria. Por su parte, las oscilaciones torsionales se amortiguan antes de los 2 segundos.

Cabe destacar que, de acuerdo a lo definido por la estrategia de control inercial, el aporte de potencia transitoria se realiza solo cuando de tasa de variación de frecuencia es significativa y termina en el instante en que la frecuencia se estabiliza en su valor de régimen permanente. El tiempo que tarda en estabilizarse la frecuencia en todos los casos es similar al que se tiene en el caso base, por lo que lo bajo de este tiempo está relacionado con las características del sistema y sus condiciones de operación (demanda y despacho).

Además, el control se comporta bien, observándose que la potencia de salida de la turbina eólica con control inercial, sigue la referencia definida por el controlador antes indicado.

8.3.2.3 Caso M2

La dinámica del sistema luego de la salida intempestiva la unidad 2 de Angamos (Contingencia C1), en el escenario de 15% de penetración eólica en el caso de parques eólicos con sistema de acumulación de energía, queda caracterizada por los siguientes resultados.

Figura 8.6 Potencia activa de parque Taltal E15-M2

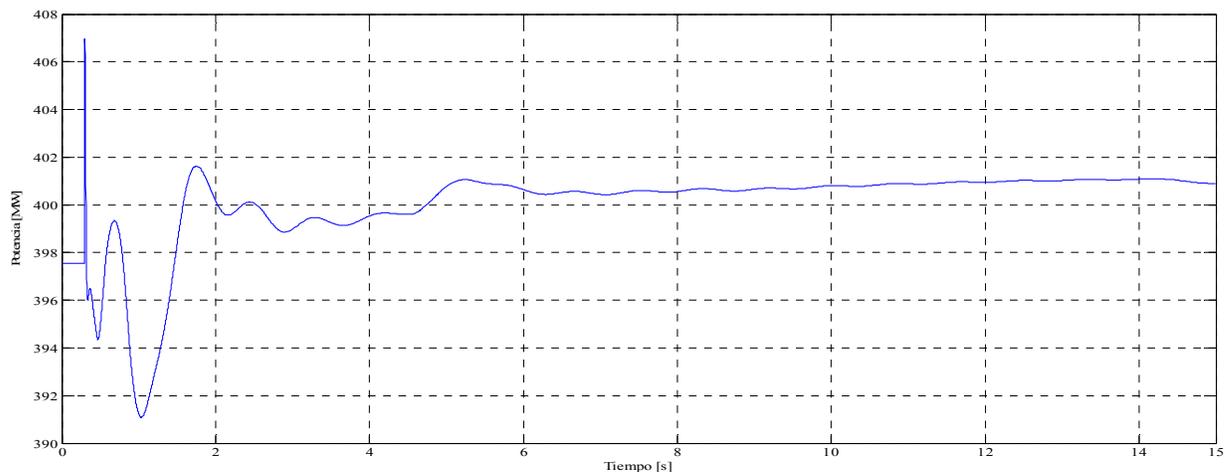
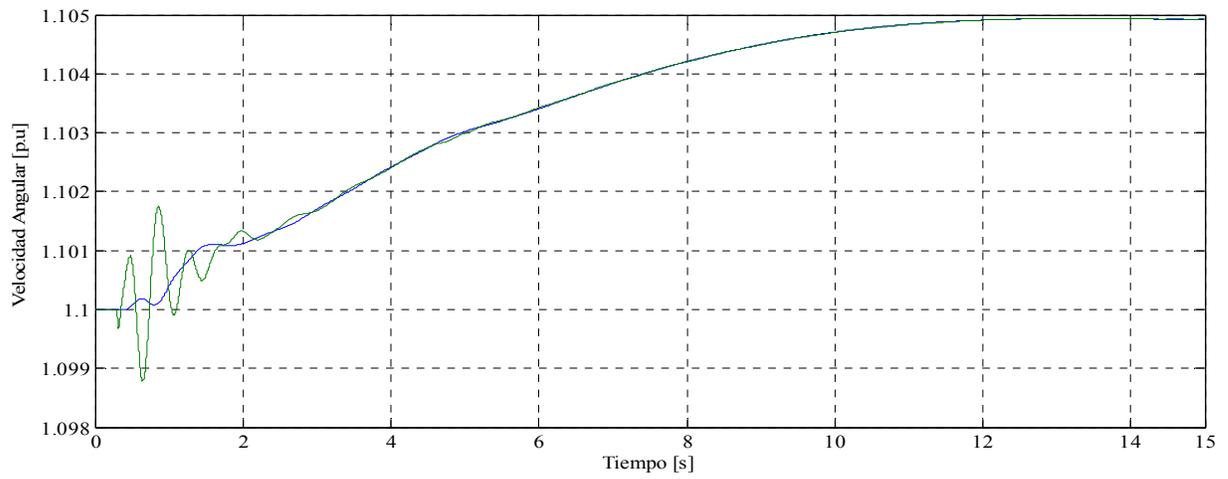
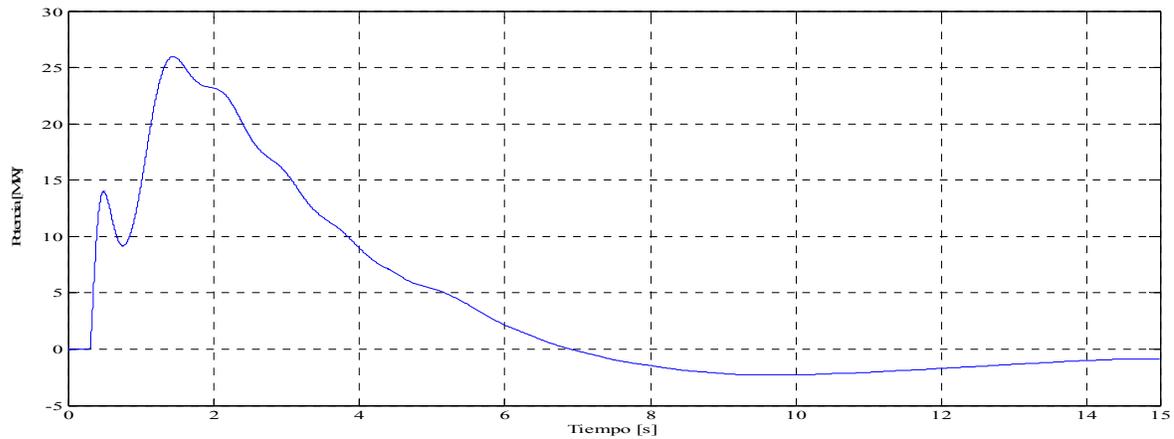


Figura 8.7 Velocidad angular de turbina equivalente Taltal E15-M2



En las figuras precedentes se ve que en el caso de los parques eólicos con un FESS (M2), la dinámica de las variables de interés de la turbina DFIG es casi idéntica al caso M0, de acuerdo a lo mostrado en la sección 8.3.2.2.

Figura 8.8 Potencia activa de FESS Taltal E15-M2

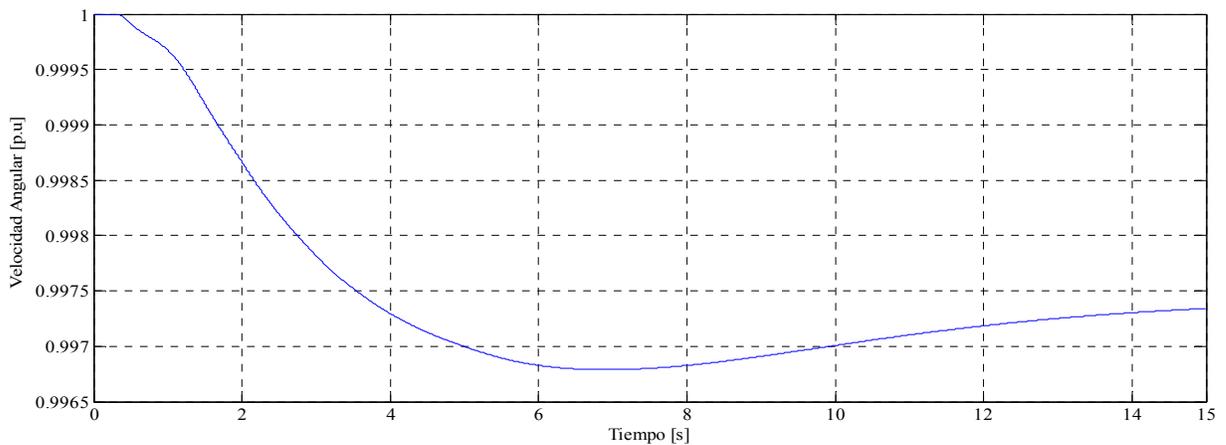


Respecto del FESS, en la figura anterior se aprecia que éste realiza un aporte de potencia activa los primeros 5 segundos después de ocurrida la falla, llegando a inyectar cerca de su potencia nominal a los 1,5 s (26 MW). Luego producto de la estrategia de carga/descarga

definida, toma potencia del sistema, de acuerdo con el cambio de signo de la tasa de variación de la frecuencia, para tender a cero al final del periodo de simulación.

La única diferencia que se aprecia en el aporte de potencia activa al aumentar la penetración (escenarios E5, E10, y E15), es el incremento del valor absoluto de ella producto de la mayor cantidad de equipos considerados en los casos de mayor participación eólica.

Figura 8.9 Velocidad angular del FESS Taltal E15-M2



En la figura anterior se ve que la respuesta de velocidad angular del FESS es consecuente con el comportamiento de la potencia activa, disminuyendo un 0,25 % hasta los 5 segundos, para luego re-acelerar levemente. La baja caída de velocidad se explica producto del poco tiempo que aporta potencia y por las mismas razones indicadas para el caso M1 ya que la estrategia de carga/descarga del FESS es análoga al control inercial. Además, el control se comporta bien, observándose que la potencia de salida de FESS sigue la referencia definida por estrategia de descarga.

8.4 Comparación de las estrategias M0, M1 y M2

La comparación de la respuesta de frecuencia en la barra representativa para todos los escenarios, entre los tres casos considerados, se muestran en las siguientes figuras.

Figura 8.10 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1 en E5

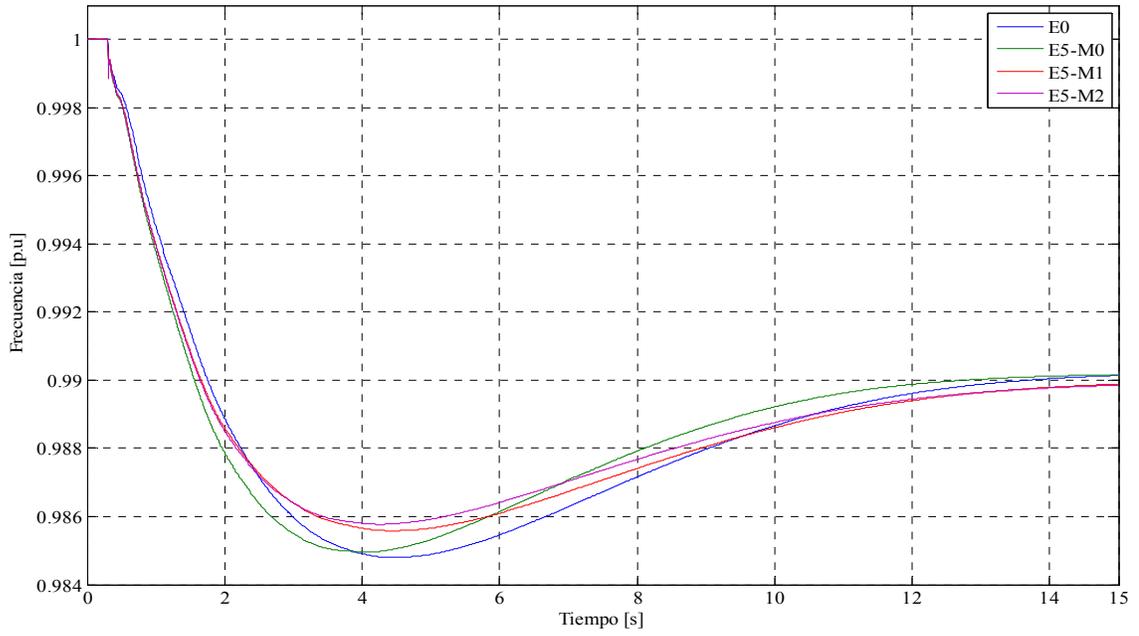


Figura 8.11 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1 en E10

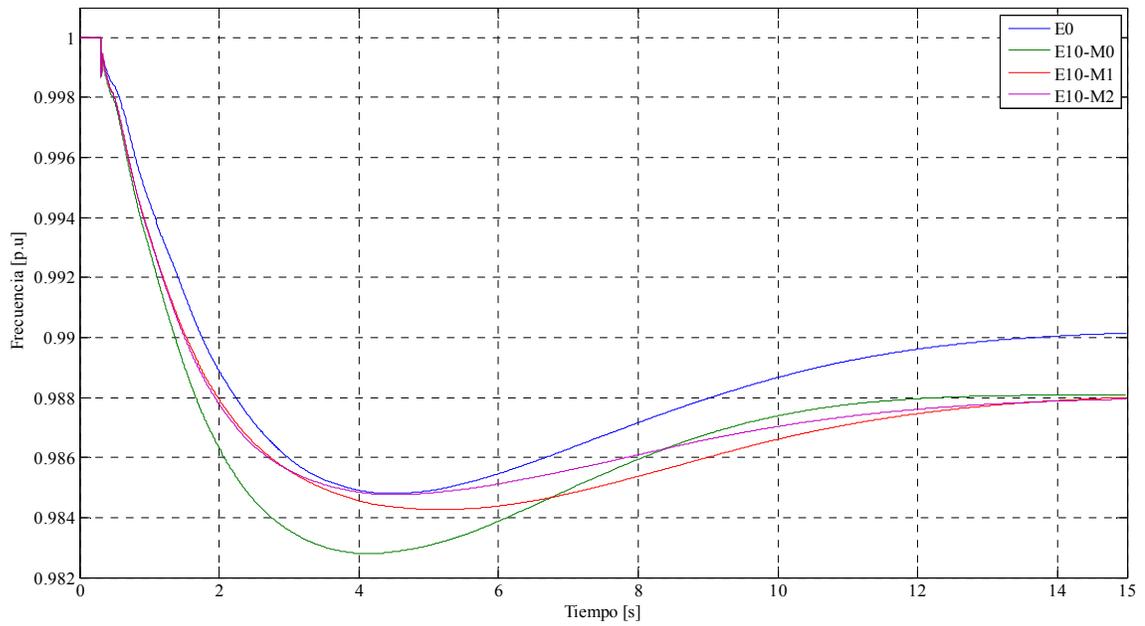
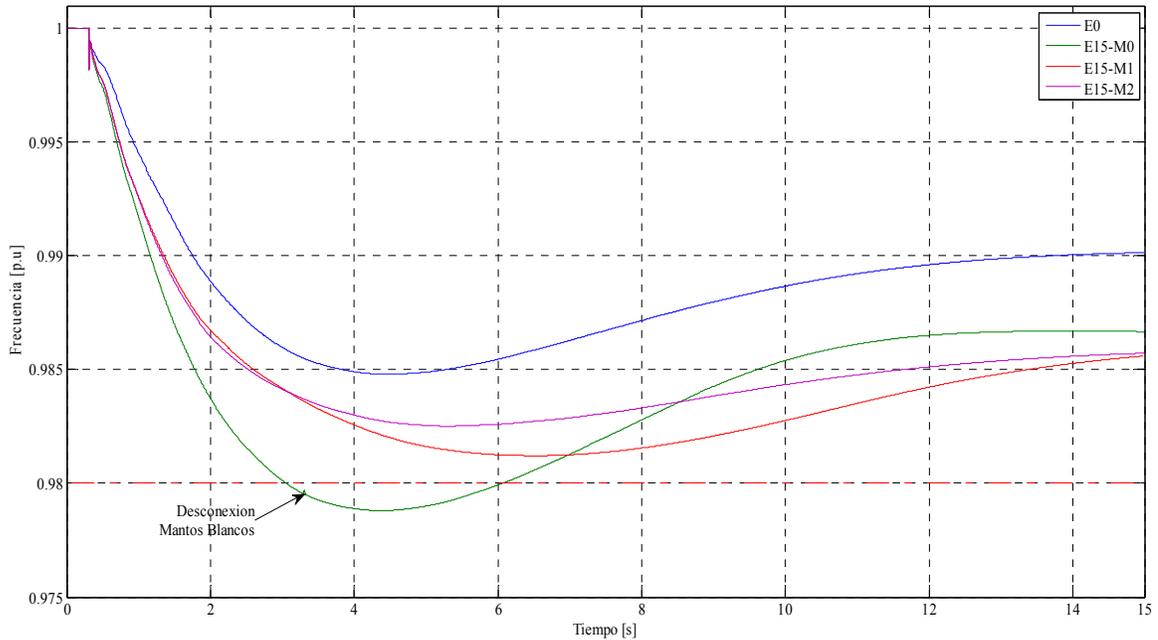


Figura 8.12 Respuesta de frecuencia ante contingencia C1- E15



En los gráficos anteriores se ve la mejora de la respuesta inercial al incorporar las medidas correctivas en todos los escenarios estudiados con respecto al caso de no considerar ninguna medida correctiva, junto con constatar que la respuesta inercial del sistema se ve degradada por la incorporación de parques eólicos y dicha mejora se acentúa al aumentar la penetración de la generación eólica. En la sección siguiente se realiza un análisis más detallado de dichos resultados. Cabe destacar en este en el escenario E15 alrededor de los cuatro segundos, se desprende la carga de Mantos Blancos (8 MW), al disminuir la frecuencia por debajo de 0,98 p.u.

Las siguientes figuras dan cuenta de la comparación de la respuesta de frecuencia en la barra representativa entre los escenarios para una misma medida correctiva.

Figura 8.13 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M0

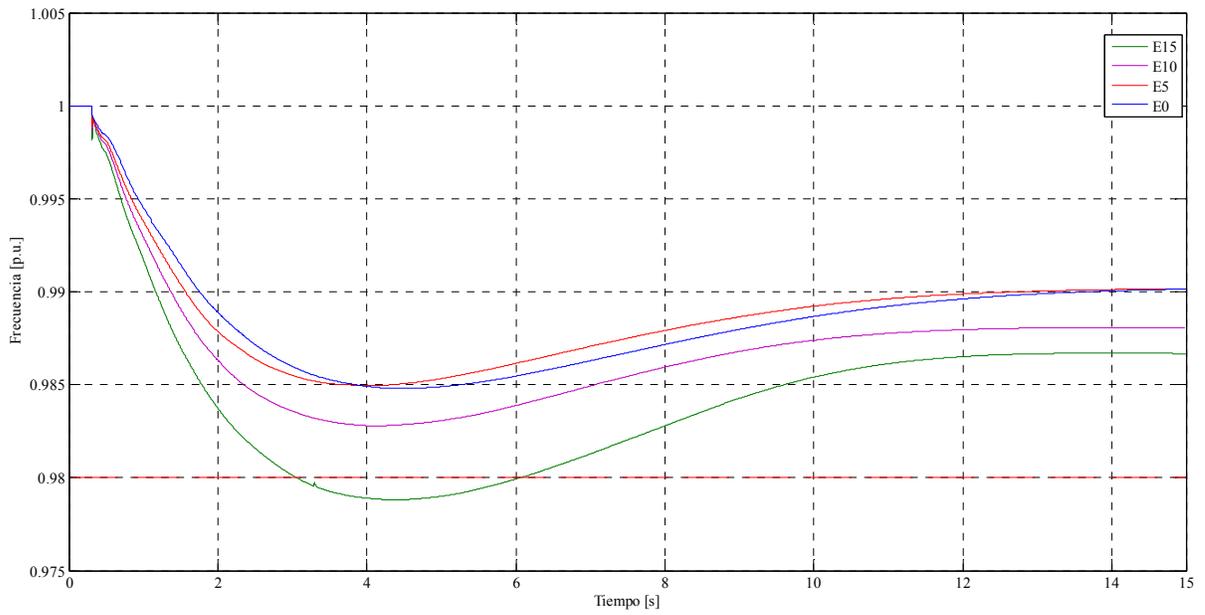


Figura 8.14 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M1

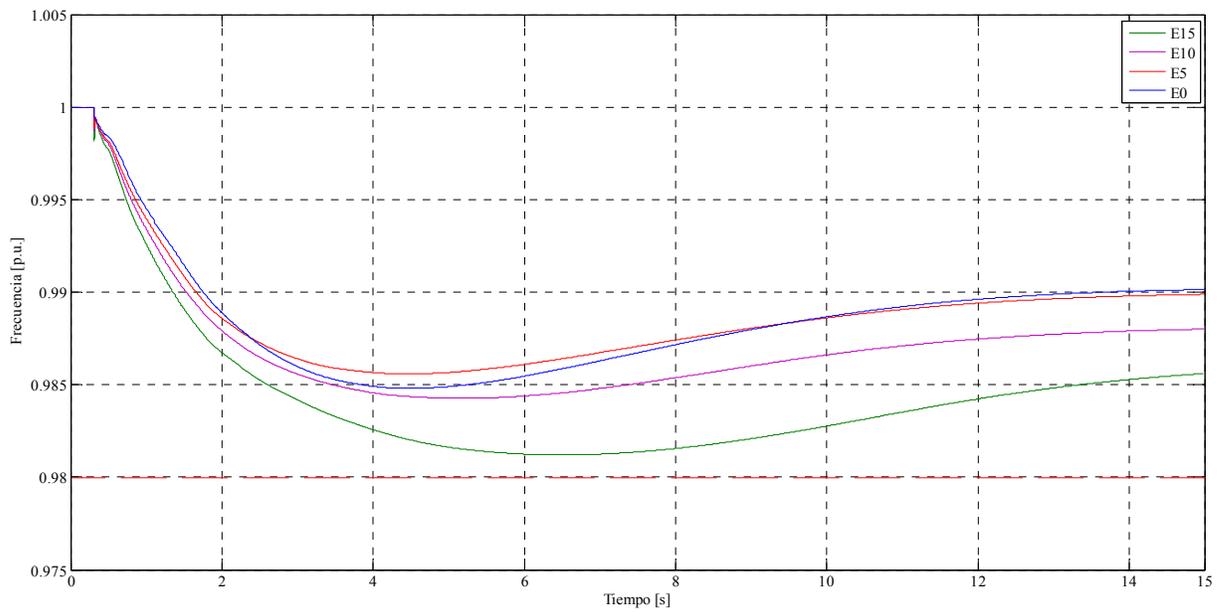
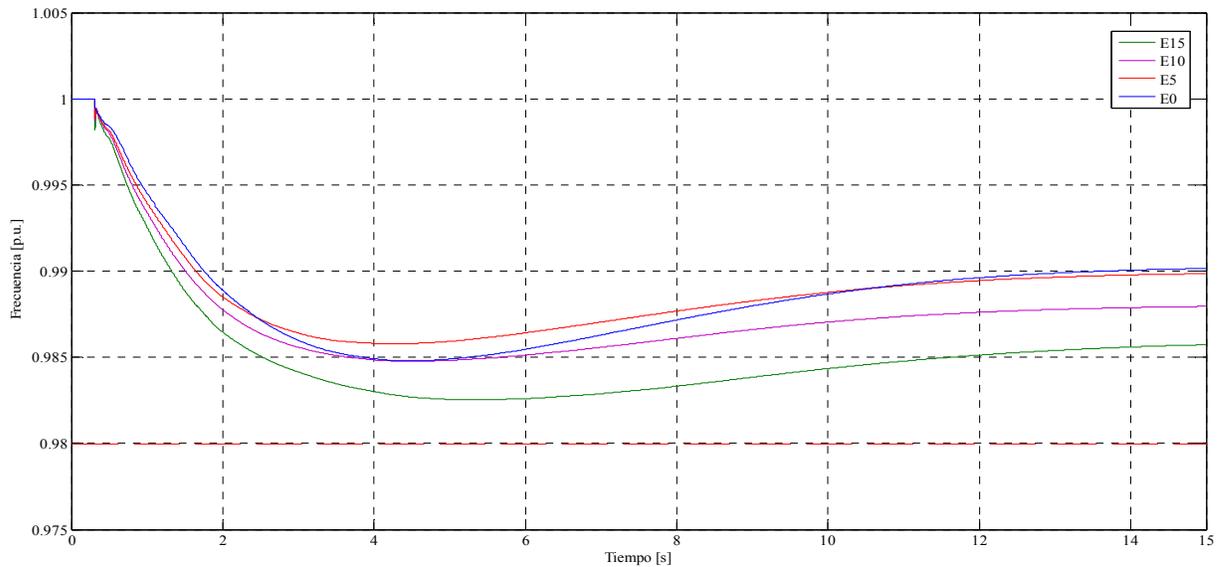


Figura 8.15 Respuesta de frecuencia por escenario ante contingencia C1 en caso M2



De las figuras anteriores, se ve claramente que en el caso M0 respuesta inercial se ve deteriorada fuertemente al aumentar la penetración de la generación eólica. Además se ve que las medidas correctivas logran en cierta medida corregir lo anterior, en desmedro del valor final de la frecuencia. Respecto a los indicadores de desempeño, en la siguiente tabla se resumen los resultados obtenidos, los cuales se analizan en detalle en la siguiente sección junto con el comportamiento de la respuesta de frecuencia.

Tabla 8.3: Indicadores de desempeño

Escenario	Frecuencia Mínima [p.u]	Tiempo a Mínimo [s]	Frecuencia Final [p.u]
E5-M0	0,9850	4,04	0,9902
E5-M1	0,9856	4,39	0,9899
E5-M2	0,9858	4,26	0,9898
E10-M0	0,9828	4,14	0,9881
E10-M1	0,9843	5,07	0,9880
E10-M2	0,9848	4,39	0,9879
E15-M0	0,9788	4,30	0,9867
E15-M1	0,9812	6,48	0,9856
E15-M2	0,9825	5,28	0,9857

8.5 Indicadores de desempeño

Para analizar el impacto en la respuesta inercial de la integración de energía eólica al SING, es interesante observar la evolución de los indicadores de desempeño en los distintos escenarios de penetración eólica.

De los indicadores definidos, el más relevante corresponde a la frecuencia mínima post-contingencia, cuya variación en los distintos casos estudiados se indica en la Figura 8.16 y en los gráficos de respuesta de frecuencia incluidos en el capítulo anterior. Además, la Tabla 8.4 muestra la variación porcentual respecto al escenario base del indicador antes mencionado.

Figura 8.16 Evolución de frecuencia mínima post-contingencia

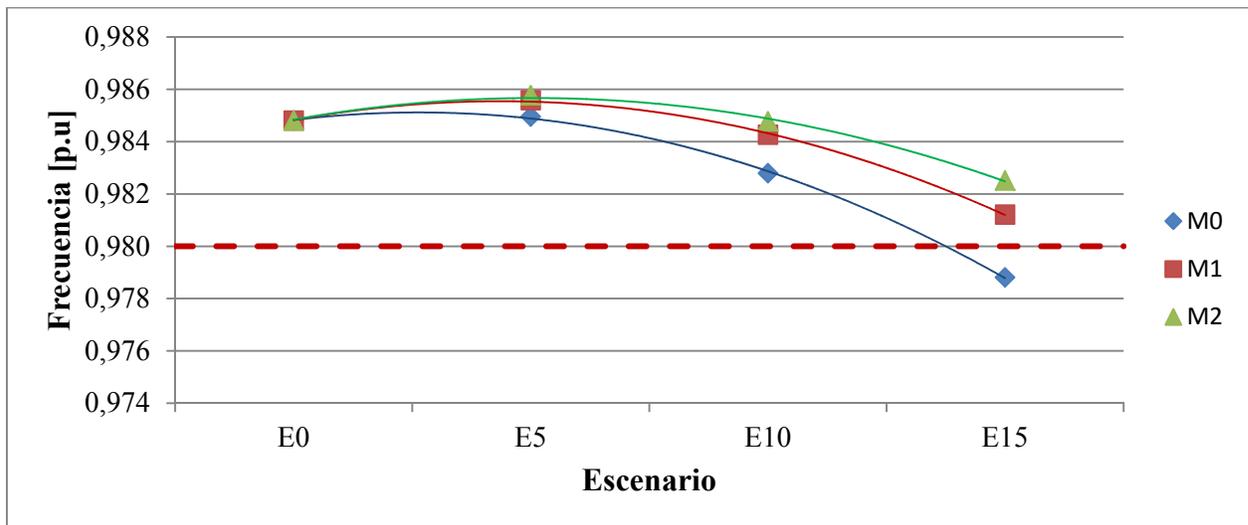


Tabla 8.4: Variación porcentual de frecuencia mínima respecto a E0

Medida Correctiva	E5	E10	E15
M0	0,02%	-0,20%	-0,61%
M1	0,08%	-0,06%	-0,36%
M2	0,10%	0,00%	-0,23%

De lo anterior, se ve que la frecuencia mínima post-contingencia tiende a disminuir al aumentar la penetración de energía eólica en el sistema. Ahora bien, en el caso del E5, se observa una leve mejora comparado con el escenario base, por lo que es posible inferir que en casos de

baja penetración la respuesta inercial del sistema no se verá afectada y, presentara leves variaciones que dependerán de las particularidades del sistema, de la distribución de las turbinas eólicas en la en la red y del despacho

No obstante, al aumentar la participación de la energía eólica en el SING, la frecuencia mínima presenta una caída importante, llegando incluso a que en el caso sin ninguna medida correctiva, ocurran desprendimientos de carga.

Adicionalmente en la figura precedente, se incluye una curva de interpolación cuadrática, la cual aproxima de buena forma (R^2 sobre 0,99 en todos los casos) la variación de los datos obtenidos para de la frecuencia mínima con la penetración eólica. Con esto, es posible extrapolar que, de aumentar la participación dela generación eólica, la caída de frecuencia sería aún más brusca.

Con el objeto de ver el aporte de las medidas correctivas estudiadas, en la siguiente tabla se incluye la variación porcentual de la caída de frecuencia con respecto al caso de turbinas eólicas sin medidas correctivas.

Tabla 8.5: Variación porcentual de frecuencia mínima respecto a M0

Medida Correctiva	E5	E10	E15
M1	0,06%	0,15%	0,25%
M2	0,08%	0,20%	0,38%

Luego, de la tabla anterior y de la Figura 8.16, se ve claramente que las medidas correctivas estudiadas logran una mejora en el desempeño, manteniendo la frecuencia por sobre 0.98 p.u y así evitando el desprendimiento de carga que se da en el escenario E15 sin ninguna medida correctiva.

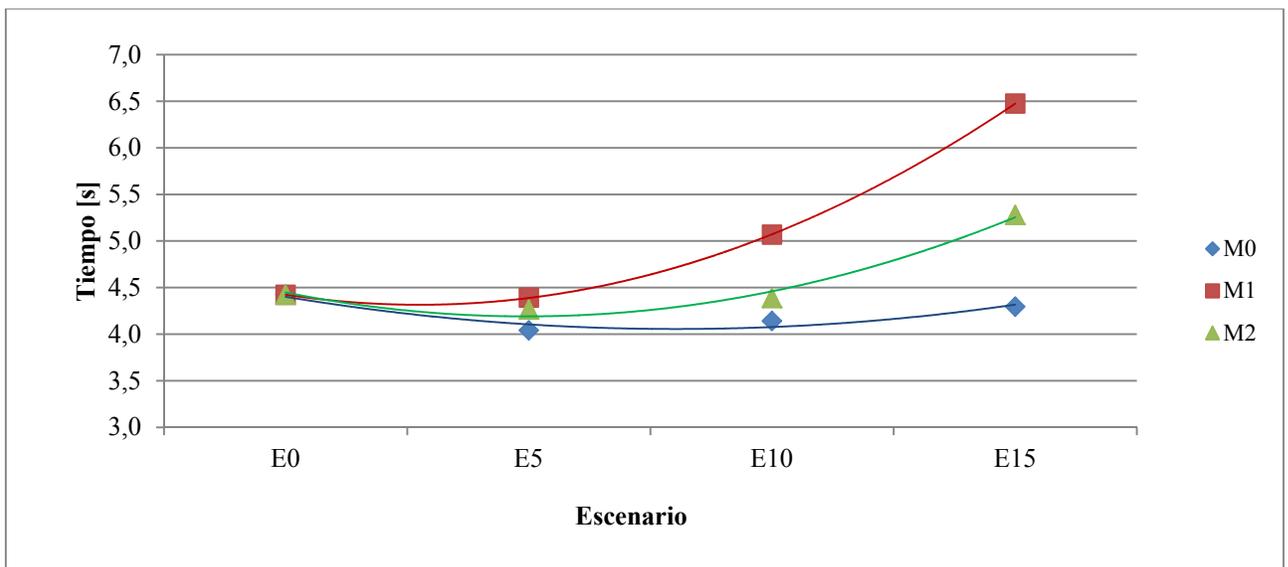
Además, se ve que la inclusión de los FESS es la medida que presenta el mejor desempeño, lo que intuitivamente es esperable, ya que se están agregando instalaciones

adicionales dedicadas para paliar la disminución de inercia. Ahora bien, es posible que el mayor desempeño con respecto a la turbina con control inercial este dentro del margen de error de la modelación.

Respecto al tiempo que tarda la frecuencia en llegar a su mínimo, éste se muestra en la Figura 8.17. En ella se aprecia una leve disminución del tiempo transcurrido para llegar al mínimo, con respecto a E0, en el escenario E5 en todas sus variantes, al igual que en los otros escenarios para el caso M0. Al ir aplicando las medidas correctivas M1 y M2, dicho indicador va en aumento, siendo más marcada la tendencia al alza en el caso de la turbina con control inercial

Lo anterior se explica, producto que el aporte transitorio de potencia aumenta la pendiente de la caída de frecuencia, junto con el hecho de que existen menores reservas disponibles en el sistema al aumentar la penetración eólica. La mayor alza que se da para la variante M1, se explica por el mayor consumo de potencia activa luego de la inyección transitoria de potencia, tal como dan cuenta los gráficos correspondientes del capítulo anterior.

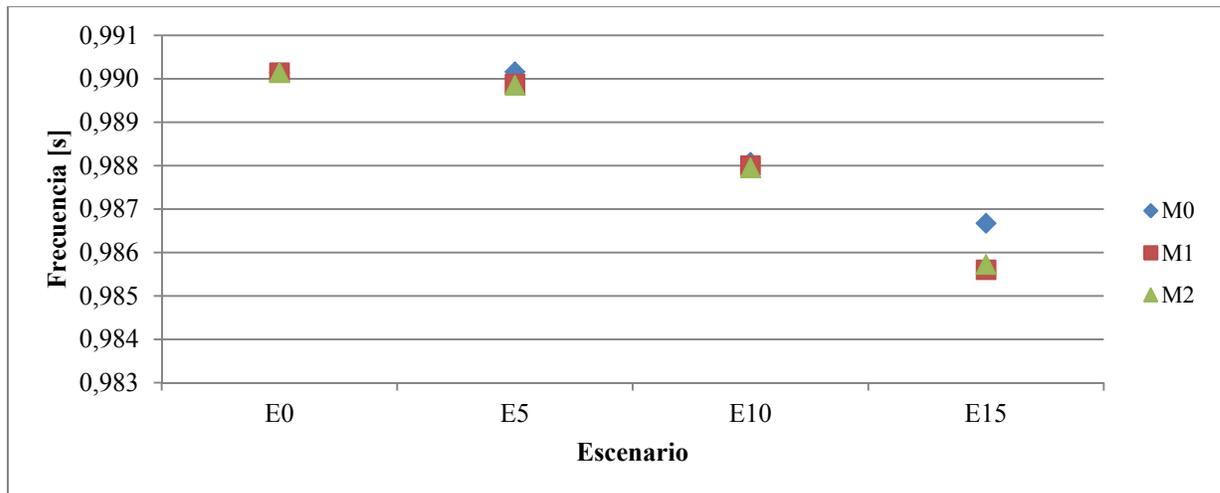
Figura 8.17 Evolución de tiempo a mínimo post-contingencia



Finalmente, se muestra la evolución de la frecuencia al final del periodo de simulación en la Figura 8.18, en la cual se ve que en el escenario E5 este parámetro se mantiene sin mayor variación respecto al escenario base, para luego disminuir linealmente con la penetración eólica.

Este indicador es similar para todas las variantes estudiadas (M0, M1 y M2) a un mismo nivel de penetración, con la salvedad que en el caso E15-M0, donde la frecuencia final es un 0,1% mayor a los casos E15-M1 y E15-M2, producto del desprendimiento de carga que se da en él. Lo anterior es esperable, dado que en la ventana de tiempo estudiada, no es posible ver los efectos de la re aceleración de la turbina y el FESS que afecten este valor.

Figura 8.18 Valor final de la frecuencia post-contingencia



Capítulo 9 Conclusiones

El principal objetivo de esta memoria consistió en el estudio de la respuesta inercial en un sistema eléctrico de potencia puramente térmico como el SING. Dicho objetivo se cumplió satisfactoriamente mediante el desarrollo de una metodología para el estudio de la respuesta inercial junto con la implementación y adecuada justificación de los modelos dinámicos requeridos.

De las simulaciones realizadas, en el caso de estudio desarrollado para el SING, se pudo comprobar el deterioro de la respuesta inercial del sistema al incorporar turbinas de velocidad variable del tipo DFIG, con respecto a un escenario donde la matriz de generación está compuesta exclusivamente por generación convencional.

En particular se logró constatar que en el escenarios de baja penetración de generación eólica en el SING la respuesta inercial del sistema no se verá mayormente afectada, pero al aumentar esta variable, la respuesta inercial se verá seriamente deteriorada lo que se ve reflejado en los resultados obtenidos, en donde el principal indicador de desempeño, correspondiente a la frecuencia mínima post-contingencia, disminuye siguiendo una tendencia cuadrática con la penetración eólica. Cabe destacar en el escenario de máxima penetración eólica (E15) sin ninguna medida correctiva se observó desprendimiento de carga como resultado del deterioro de la respuesta inercial.

Por lo anterior, se puede concluir que de llegar a tenerse penetraciones altas de generación eólicas en el SING se hará necesario considerar medidas correctivas para subsanar el deterioro de la respuesta inercial.

De las medidas correctivas estudiadas, se vio que la modificación del controlador del parque eólico, con el objeto de emular la respuesta inercial de un generador convencional, tiende a disminuir la mayor caída de frecuencia observada respecto al caso sin medida correctiva en

todos los escenarios estudiados. Muestra de lo anterior es que en el caso de 15% de penetración, dicha modificación evita la desconexión de carga en el sistema

Respecto al sistema de acumulación de energía, se observan resultados similares al caso de la emulación de inercia vía la implementación del control inercial, dándose incluso un desempeño levemente superior.

No obstante lo anterior, salvo en el caso del 5% de penetración, no se logra llegar al desempeño que tendría el sistema con generación convencional lo que se explica por las limitaciones de la electrónica de potencia y los mayores tiempos de respuesta asociados al controlador inercial con respecto a la inercia natural de una máquina síncrona.

Por lo anterior se concluye que el uso de estrategias de control en turbinas eólicas o sistemas de acumulación de energía que permitan emular la respuesta inercial de generadores sincrónicos en turbinas eólicas de velocidad variable constituye un aporte relevante a la integración de la generación eólica para así disminuir la frecuencia mínima post-contingencia.

La inclusión de dichas medidas correctivas lograría, desde evitar la desconexión de consumos relevantes hasta prevenir el colapso del sistema, junto con eventualmente contribuir a un mejor desempeño del control primario de frecuencia, con los consiguientes beneficios económicos que ello implica.

Es importante señalar que, dado que no era el objeto de la presente memoria, no se hizo un análisis respecto a los costos de inversión, operación y mantenimiento asociados a la implementación de las medidas correctivas estudiadas ni su impacto dentro de los costos de operación del sistema. Esto último es relevante, tanto como para analizar su factibilidad económica como por el hecho de que el incluir sistemas de acumulación de energía podría eventualmente llevar a reducir los costos de operación del sistema.

Esto es de relevancia dado que hoy ya existe una tendencia a incluir exigencias normativas al respecto de la respuesta inercial para las instalaciones eólicas en Europa, lo cual de considerarse en la normativa nacional, sería un sobre costo que los proyectos eólicos deberán

asumir para poder conectarse a la red. Esto lo deberán tener en cuenta los desarrolladores de los proyectos eólicos desde los estudios preliminares de factibilidad.

Un aspecto clave que se pudo comprobar a lo largo del desarrollo de la memoria de título es la necesidad de contar con modelos adecuados, tanto del sistema en estudio, como de las turbinas eólicas, para la ejecución de estudios dinámicos que permitan analizar el cumplimiento de los estándares de calidad y seguridad de servicio requeridos.

Lo señalado permitirá tener resultados fidedignos que permitan definir el real impacto de la generación eólica junto con las instalaciones y medidas correctivas que fueran necesarias para el estricto cumplimiento de la normativa. Con esto se podrá estimar los costos de las medidas correctivas necesarias para así permitir una adecuada evaluación del proyecto, junto con demostrar que la incorporación de estas tecnologías es factible, y así dar seguridad a los desarrolladores de proyectos.

Capítulo 10 Bibliografía

- [1] Thomas Ackermann, *Wind Power in Power Systems*, 2nd ed.: Wiley, 2012.
- [2] Gobierno de Chile. (2012, Feb) Estrategia Nacional de Energía 2012 - 2030.
- [3] Ministerio de Energía/GIZ; Centro de Energía. (2012, May) Documento Complementario al Libro: Las Energías Renovables No Convencionales En El Mercado Eléctrico Chileno.
- [4] Comisión Nacional de Energía. [Online]. www.cne.cl
- [5] J. Stenzel, M. Poller, H. Muller Ch. Eping, "Impact of Large Scale Wind Power on Power System Stability," *Fifth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms*, 2005.
- [6] B. Meyer J. Duval, "Frequency behavior of grid with high penetration rate of wind generation," in *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, Bucharest, 2008.
- [7] ENTSO-E, Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to all Generators, June 26, 2012.
- [8] National Grid, The Grid Code, Agosto 12, 2012.
- [9] Roberto Cárdenas, Marta Molinas, José Rodríguez Marco Liserrer, "Overview of Multi-MW Wind Turbines and Wind Parks," *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 4, pp. 1081-1095, 2011.
- [10] Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental. [Online]. www.e-seia.cl
- [11] Saadat H., *Power System Analysis*.: McGraw-Hill, 2002.
- [12] P. Kundur, *Power System Stability and Control*.: McGraw-Hill, 1994.
- [13] Comisión Nacional de Energía, Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro, Septiembre 2010, Disponible en <http://www.cne.cl>.
- [14] O Anaya-Lara, F.M. Hughes, N. Jenkins, and G. Strbac, "Contribution of DFIG-based wind farms to power system short-term frequency regulation," *IEEE Proceedings Generation*

Transmission and Distribution, vol. 153, no. 2, pp. 164 - 170, Marzo 2006.

- [15] Li P., Ooi B.T. Keung P.-K, "Kinetic Energy of Wind-Turbine Generators for System Frequency Support," *IEEE Transactions On Power Systems*, Vol 24, No. 1, Feb. 2009, vol. 24, no. 1, Feb. 2009.
- [16] Pierik, De Haan Morren, "Inertial response of variable speed wind turbines," *Elsevier, Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 980-987, Jan 2006.
- [17] B. Bak-Jensen, Z. Chen, Power A. Suwannarat, "Power System Balancing with Large Scale Wind Power Integration," Oct. 2006.
- [18] K. Uhlen, T. Gjengedal J. O. G. Tande, "Options for Large Scale Integration of Wind Power," *IEEE Power Tech Russia*, 2005.
- [19] B.H. Chowdhury and H.T. Ma, "Frequency Regulation with Wind Power Plants," in *IEEE Power And Energy Society General Meeting*, Pittsburgh, 2008.
- [20] Zhao-sui ZHANG, Guo-jie LI, and Jin LIN Yuan-zhang SUN, "Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration," in *International Conference on Power System Technology*, Hangzhou, 2010.
- [21] Andreas Sumper, Oriol Gomis-Bellmunt, Roberto Villafáfil-Robles Francisco Diaz-González, "A review of energy storage technologies for wind power applications," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 2154– 2171, 2012.
- [22] Andreas Poullikkas , Venizelos Efthimiou Ioannis Hadjipaschalis, "Overview of current and future energy storage technologies for electric," vol. 13, pp. 1513–1522, 2009.
- [23] Thang Ngoc Cong, Wei Yang , Chunqing Tan, Yongliang Li, Yulong Ding Haisheng Chen, "Progress in electrical energy storage system: A critical review," *Progress in Natural Science*, vol. 19, pp. 291–312, 2009.
- [24] Vladimir Strezov, Tim J. Evans Annette Evans, "Assessment of utility energy storage options for increased renewable energy," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 16, pp. 4141– 4147, 2012.
- [25] Electric Power Research Institute (EPRI), *Electricity Energy Storage Technology Option: A White Paper Primer on Applications, Costs, and*, 2010.

- [26] B. Bolund and M. Leijon H. Bernhoff, "Flywheel energy and power storage systems," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 11, no. 2, pp. 235-258, 2007.
- [27] Department of Electrical Engineering University of Minnesota, Enhancing the Dispatchability of Wind Energy Using Inertial Storage and Hybrid Systems, 2006.
- [28] Johanna Monteiro, "Modelación Dinámica De Parques Eólicos Para Una Integración Masiva En El SIC," Universidad de Chile, 2008.
- [29] F. Iov, P. Sørensen, N. Cutululis, C. Jauch, F. Blaabjerg A. D. Hansen, "Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DigSilent ," Risø National Laboratory, Risø-R-1400(ed.2), 2007.
- [30] DIgSILENT Technical Documentation, Dynamic Modelling of Doubly-Fed Induction Machine Wind-Generators, 2003.
- [31] National Renewable Energy Laboratory, "Dynamic Models for Wind Turbines and Wind Power Plants," 2011.
- [32] Petru T, "Modeling of wind turbines for power system studies," Chalmers University of Tecnology, Thesis for the degree of doctor of philosophy 2003.
- [33] M. Poller, "Doubly-Fed Inducion Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms," DIgSILENT GmbH, Germany,.
- [34] Rahmann C., "Análisis dinámico de la operación de parques eólicos conectados al SIC," Departamento de Ingeniería civil Eléctrica, Universidad de Chile, 2005.
- [35] DIgSILENT Technical Documentation, Doubly-Fed Induction Machine, 2007.
- [36] DIgSILENT Technical Documentation, PWM Converter, 2008.
- [37] Géza Joós Wei Li, "Comparison of Energy Storage System Technologies and Configurations in a Wind Farm," *IEEE Power Electronics Specialists Conference, 2007*, 2007.
- [38] DIgSILENT Technical Documentation, Synchronous Generator, 2010.
- [39] Achilles S Poller M., "Direct Drive Synchronous Machine Models for Stability Assessment of Wind Farms," DIgSILENT GmbH, Germany,.
- [40] R. Takahashi, Li Wu, T. Murata, and J. Tamura, "An Application of Flywheel Energy

- Storage System for Wind Energy Conversion," *International Conference on Power Electronics and Drives Systems*, pp. 932 - 937 , 2005.
- [41] C. Chapelsky, J. Salmon, and A. Knight, "Control of a High-Inertia Flywheel As Part of a High Capacity Energy Storage System," *IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 1437 - 1440, 2007.
- [42] K. Veszpremi and I. Schmidt, "Flywheel Energy Storage Drive for Wind Turbines," in *IEEE 7th International Conference on Power Electronics and Drive Systems*, 2007, pp. 916 - 923.
- [43] De Haan , Kling, Ferreira Morren, "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control," *IEEE Transactions On Power Systems*, vol. 21, no. 1, Feb 2006.
- [44] E. Loukarakis, I. Margaris, and P. Moutis, "Frequency Control Support and Participation Methods Provided by Wind Generation," in *IEEE trical Power & Energy Conference (EPEC)*, 2009.
- [45] I. Erlich and M. Wilch, "Primary frequency control by wind turbines," in *IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2010.
- [46] GE Energy. Solutions for Wind Power Performance. [Online]. www.ge-energy.com/wind
- [47] A. Yokochi, A. von Jouanne, Z.Z. Yen, H.M. Hapke, and D.A. Halamay, "Optimal Energy Storage Sizing and Control for Wind Power Applications ," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 2, no. 1, pp. 69 - 77 , Jan 2011.
- [48] GE Energy. (2010, Abr) Modeling of GE wind turbines for grid studies.
- [49] Centro de Despacho Economico del Norte Grande. [Online]. <http://cdec2.cdec-sing.cl>
- [50] Departamento de Geofisica, "Modelación del recurso solar y eólico en el norte de Chile," Universidad de Chile, 2009.
- [51] Fernando Sada, "Aggregate Model of Large Wind Parks for Power System Studies," KTH Royal Institute of Technology , Stockholm, 2011.
- [52] Member, W.L. Kling J.G. Slootweg, "Aggregated Modelling of Wind Parks in Power System Dynamics Simulations," in *IEEE Bologna PowerTech Conference*, Bologna, 2003.

[53] Achilles S. Poller M., "Aggregated Wind Park Models for Analyzing Power System Dynamics," DlgSILENT GmbH, Germany,.

Anexo A. Parámetros modelos dinámicos

Los parámetros más relevantes considerados en el modelo de la turbina eólica y los calculados para representar los parques de forma agregada fueron los siguientes.

Tabla A.1: Parámetros relevantes de turbina eólica

Descripción	Valor
Radio Pala [m]	40
Densidad del Aire [kg/m ³]	1,225
Potencia Nominal [MW]	2
Inercia Rotor Turbina [kg/m ²]	6.300.000
Rigidez Eje [Nm/rad]	83.000.000
Coef. amortiguamiento torsional [Nms/rad]	1.400.000
Velocidad Nominal Turbina [RPM]	18

Tabla A.2 : Parámetros relevantes generador DFIG

Descripción	Valor
Tensión nominal [kV]	3,3
Potencia nominal [kW]	2.000
Número de pares de polos	2,000
Resistencia Estator Rs [p.u].	0,003
Reactancia Magnetización Xm [p.u].	2,55
Reactancia Estator Xs [p.u].	0,125
Conexión Estator [p.u.]	Y
Resistencia Rotor Rr [p.u].	0,004
Reactancia Rotor Rr [p.u]	0,050
Constante de Inercia Generador[s]	0,5

Tabla A.3 : Parámetros de modelo agregado E5

Parámetro	Base (2 MW)	Valor en Taltal	Valor en Sierra Gorda Oeste	Valor en Calama Poniente	Valor en Calama Oriente- Norte
Número de Generadores	1	61	28	32	19
Srated en DSL Rot. Current Meas [kVA]	2357	143753	65985	75412	44776
Sbase en PQ measuremt [MW]	2,357	144	66	75	45
MaxIrotor en DSL Protection [kA]	1,88	115	53	60	36
Capacidad Condensador [MVAR]	0,8	49	22	26	15
Capacidad PWM [MW]	0,8	49	22	26	15
Capacidad Reactancia Serie [MVAR]	0,8	49	22	26	15
Pérdidas Cobre Reactancia Serie [kW]	8,399984	512	235	269	160
Número de Transformadores	1	61	28	32	19

Tabla A.4 : Parámetros de modelo agregado E10

Parámetro	Base (2 MW)	Valor en Taltal	Valor en Sierra Gorda Oeste	Valor en Calama Poniente	Valor en Calama Oriente- Norte
Número de Generadores	1	121	55	63	37
Srated en DSL Rot. Current Meas [kVA]	2357	285150	129614	148466	87195
Sbase en PQ measuremt [MW]	2,357	285	130	148	87
MaxIrotor en DSL Protection [kA]	1,88	227	103	118	70
Capacidad Condensador [MVAR]	0,8	97	44	50	30
Capacidad PWM [MW]	0,8	97	44	50	30
Capacidad Reactancia Serie [MVAR]	0,8	97	44	50	30
Pérdidas Cobre Reactancia Serie [kW]	8,399984	1016	462	529	311
Número de Transformadores	1	121	55	63	37

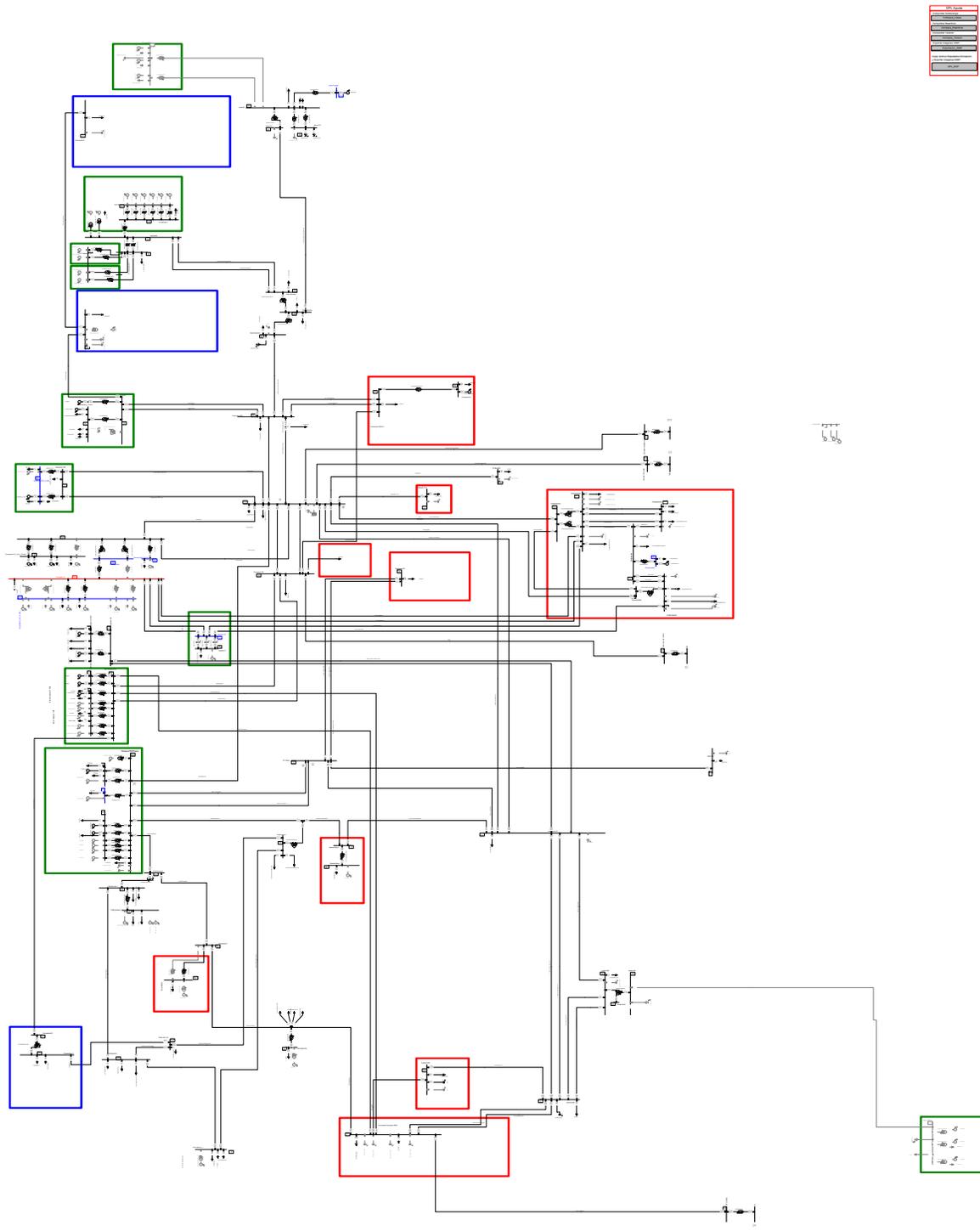
Tabla A.5 : Parámetros de modelo agregado E15

Parámetro	Base (2 MW)	Valor en Taltal	Valor en Sierra Gorda Oeste	Valor en Calama Poniente	Valor en Calama Oriente- Norte
Número de Generadores	1	182	83	94	55
Srated en DSL Rot. Current Meas [kVA]	2357	428903	195599	221521	129614
Sbase en PQ measuremt [MW]	2,357	429	196	222	130
MaxIrotor en DSL Protection [kA]	1,88	342	156	177	103
Capacidad Condensador [MVAR]	0,8	146	66	75	44
Capacidad PWM [MW]	0,8	146	66	75	44
Capacidad Reactancia Serie [MVAR]	0,8	146	66	75	44
Pérdidas Cobre Reactancia Serie [kW]	8,399984	1529	697	790	462
Número de Transformadores	1	182	83	94	55

El detalle de los parámetros de los controladores y otros elementos, se encuentran disponible para su revisión en los modelos incluidos en los anexos electrónicos de la presente memoria de título.

Anexo B. Diagrama Modelo Reducido SING

Figura B.1: Diagrama modelo reducido SING



Anexo C. Despachos

Los despachos considerandos en cada escenario se indican en los cuadros siguientes.

Tabla C.1: Despacho escenario E0

Nombre Unidad Digsilent	Potencia Despachada por unidad [MW]	Constante de inercia H [s]	Energía Acumulada [MJ]
Chapiquiña Arica	5,1	3,8	19,2
Chuquicamata UGs 1-3	5,0	3,5	17,5
G Angamos1 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G Angamos2 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G CTA Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTH Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTM1 Chacaya	120,0	6,15	738,0
G CTM2 Chacaya	115,0	6,87	790,1
G CTM3TG Chacaya	100,5	5,0	502,3
G CTTAR Tarapacá	125,0	5,2	650,0
G GasAtacamaTG1A Atacama	96,4	6,4	619,6
G NorGenerNTO1 Crucero	110,0	3,2	356,4
G NorGenerNTO2 Crucero	110,0	3,2	356,4
G U13 Tocopilla	75,0	4,17	312,8
G U14 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
G U15 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
Quebrada Blanca UGs Collahuasi	4,5	3,5	15,8
TGTAR Tarapaca	8,4	2,5	20,9
Z Atacama1	125,0	4,2	530,0
Z Atacama2	83,5	4,2	353,9
Z Tarapacá	125,0	4,2	530,0

Tabla C.2: Despacho escenario E5

Nombre Unidad Digsilent	Potencia Despachada por unidad [MW]	Constante de inercia H [s]	Energía Acumulada [MJ]
Chapiquiña Arica	5,1	3,8	19,2
Chuquicamata UGs 1-3	5,0	3,5	17,5
G Angamos1 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G Angamos2 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G CTA Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTH Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTM1 Chacaya	120,0	6,15	738,0
G CTM3TG Chacaya	100,5	5,0	502,3
G CTTAR Tarapacá	125,0	5,2	650,0
G GasAtacamaTG1A Atacama	96,4	6,4	619,6
G NorGenerNTO1 Crucero	110,0	3,2	356,4
G U13 Tocopilla	75,0	4,17	312,8
G U14 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
G U15 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
Quebrada Blanca UGs Collahuasi	4,5	3,5	15,8
TGTAR Tarapaca	8,4	2,5	20,9
Z Atacama1	120,4	4,2	510,4
Z Atacama2	78,9	4,2	334,4
Z Tarapacá	125,0	4,2	530,0

Tabla C.3: Despacho escenario E10

Nombre Unidad Digsilent	Potencia Despachada por unidad [MW]	Constante de inercia H [s]	Energía Acumulada [MJ]
Chapiquiña Arica	5,1	3,8	19,2
Chuquicamata UGs 1-3	5,0	3,5	17,5
G Angamos1 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G Angamos2 Laberinto	240,0	3,9	926,4
G CTA Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTH Chacaya	110,0	4,2	466,4
G CTM3TG Chacaya	100,5	5,0	502,3
G CTTAR Tarapacá	125,0	5,2	650,0
G GasAtacamaTG1A Atacama	96,4	6,4	619,6
G NorGenerNTO1 Crucero	110,0	3,2	356,4
G U14 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
G U15 Tocopilla	120,0	5,6	675,6
Quebrada Blanca UGs Collahuasi	4,5	3,5	15,8
Z Atacama1	95,9	4,2	406,8
Z Atacama2	78,9	4,2	334,4
Z Tarapacá	125,0	4,2	530,0

Tabla C.4: Despacho escenario E15

Nombre Unidad Digsilent	Potencia Despachada por unidad [MW]	Constante de inercia H [s]	Energía Acumulada [MJ]
G Angamos1_Laberinto	240,0	3,9	926,4
G Angamos2_Laberinto	240,0	3,9	926,4
G U14_Tocopilla	120,0	5,6	675,6
G CTTAR_Tarapacá	125,0	5,2	650,0
G GasAtacamaTG1A_Atacama	96,4	6,4	619,6
G U15_Tocopilla	94,2	5,6	530,5
Z Tarapacá	125,0	4,2	530,0
G CTM3TG_Chacaya	100,5	5,0	502,3
G CTA_Chacaya	110,0	4,2	466,4
G NorGenerNTO1_Crucero	110,0	3,2	356,4
Z Atacama1	78,9	4,2	334,4
Chapiquiña_Arica	5,1	3,8	19,2
Chuquicamata_UGs 1-3	5,0	3,5	17,5
Quebrada Blanca_UGs_Collahuasi	4,5	3,5	15,8