



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

**EFFECTO DE GENERADORES EÓLICOS CON RESPUESTA INERCIAL EN
SISTEMAS DE POTENCIA HIDRO-TÉRMICOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JAVIER ALFONSO JARA LEYTON

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
NELSON MORALES OSORIO
RODRIGO PALMA BEHNKE

SANTIAGO DE CHILE
SEPTIEMBRE, 2014

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA
OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO
CIVIL ELÉCTRICO
POR : JAVIER JARA LEYTON
FECHA : 04/09/2014
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN Z.

EFFECTO DE GENERADORES EÓLICOS CON RESPUESTA INERCIAL EN SISTEMAS DE POTENCIA HIDRO-TÉRMICOS

En el marco de la creciente inserción de energías renovables no convencionales en los sistemas eléctricos de Chile, específicamente en el sistema interconectado central (SIC), los parques eólicos lideran el plan de nuevas instalaciones. La información disponible en el servicio de evaluación ambiental (SEA) da cuenta de la gran cantidad y magnitud de proyectos eólicos en estudio, que pretenden comercializar energía en el SIC, lo cual induce modificaciones sustantivas en la estructura del parque generador. Como consecuencia, resulta necesario realizar estudios dinámicos a fin de analizar los efectos que una inserción masiva de estas nuevas tecnologías podría provocar en la operación del sistema; y las posibilidades de atenuar eventuales efectos negativos. En particular, es un hecho comprobado que la respuesta inercial del sistema se ve deteriorada frente a la introducción de generadores eólicos debido a la inyección de potencia mediante convertidores de electrónica de potencia.

En razón de lo expuesto, este trabajo busca analizar la estabilidad de frecuencia del SIC proyectado al año 2019 frente a un escenario de alta penetración eólica. El análisis se complementa con la incorporación de un método que provee de respuesta inercial a los generadores eólicos mediante control de convertidor, y les otorga la posibilidad de contribuir en la respuesta inercial del sistema frente a contingencias. El método utilizado consiste en un lazo de control que modifica la consigna de potencia entregada al convertidor, en un valor proporcional a la derivada de la frecuencia del sistema, a fin de que la inyección de potencia activa sea sensible a las fluctuaciones de frecuencia. El estudio es realizado mediante el software Digsilent, modelando cada uno de los componentes del SIC, los parques eólicos y el esquema de control señalado. Además, dada la matriz hidro-térmica del SIC, el estudio incluye el planteamiento de dos escenarios hidrológicos extremos, que redundan directamente en la cantidad de centrales térmicas e hidráulicas en servicio.

Los resultados obtenidos muestran un deterioro importante en el desempeño de la frecuencia del sistema frente a una gran penetración eólica en el caso en que los aerogeneradores no cuenten con control de respuesta inercial. Además, se evidencia una recuperación de la respuesta en frecuencia del SIC al incluir el control desarrollado. En particular, para el escenario húmedo se observa una mejora de un 60% en los índices evaluados, con respecto al caso de estudio que no incorpora métodos de respuesta inercial en los aerogeneradores, gracias a la capacidad de regulación primaria que proveen las centrales hidráulicas. Sin embargo, en el escenario de sequía se observa un peor desempeño, debido a la limitada capacidad de regulación del sistema.

Tabla de contenido

1. Introducción.....	1
1.1 Motivación	1
1.2 Objetivo general.....	2
1.3 Objetivos específicos	2
1.4 Alcance	3
1.5 Estructura del trabajo	3
2. Estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia.....	5
2.1 Generalidades.....	5
2.1.1 Respuesta inercial (RI).....	6
2.1.2 Control primario de frecuencia (CPF).....	7
2.1.3 Control secundario de frecuencia (CSF)	8
2.1.4 Índices de seguridad	8
2.2 Turbinas hidráulicas.....	9
2.2.1 Modelos dinámicos de turbinas hidráulicas	11
2.2.2 Aplicación de los modelos	16
2.2.3 Controladores de turbinas hidráulicas	20
2.2.5 Respuesta inercial.....	22
3. Fundamentos de la energía eólica y esquemas de control de frecuencia	24
3.1 Aspectos generales.....	24
3.1.1 Potencia mecánica extraída del viento	24
3.1.2 Máquina de inducción doblemente alimentada [25]	25
3.1.3 Seguimiento del punto de máxima potencia	26
3.2 Problemas de inercia asociados a grandes inyecciones de generación eólica	27
3.3 Compensación de los efectos de la generación eólica en la respuesta inercial del sistema [29].....	28
4. Metodología.....	37
4.1 Revisión bibliográfica.....	37
4.2 Recopilación de parámetros	38
4.3 Modelación dinámica.....	38
4.4 Proyección de penetración eólica en el sistema	38
4.5 Definición de los casos de estudio	41

4.6 Estudio dinámico	43
5. Modelación dinámica	45
5.1 Modelo genérico del generador eólico DFIG	45
5.1.1 Modelo aerodinámico.....	46
5.1.2 Modelo mecánico	47
5.1.3 Modelo del generador.....	49
5.1.4 Electrónica de potencia y controladores.....	50
5.2 Modelo base en Digsilent [44].....	52
5.3 Incorporación de respuesta inercial en los generadores eólicos	55
5.4 Incorporación de los generadores DFIG al sistema	60
6. Análisis y resultados.....	61
6.1 Respuesta inercial del sistema	61
6.1.1 Casos de estudio sin emulación de inercia	63
6.2.1 Escenario HE.....	65
6.2.2 Escenario TE	67
6.2.3 Resumen de los resultados	70
6.2 Sensibilidad del controlador	72
6.2.1 Constante de inercia	72
6.2.2 Constante de tiempo del filtro	75
7. Conclusiones	78
8. Bibliografía	81
Anexo A: Descripción del SIC	84
Anexo B: Modelo eléctrico utilizado en las simulaciones	85
Anexo C: Descripción del modelo PLP usado para determinar los despachos.....	86
Anexo D: Descripción del esquema de EDAC definido para el SIC	87
Anexo E: Proyectos eólicos considerados en el estudio.....	88
Anexo F: Despacho de centrales para cada escenario	89
Anexo G: Potencia inyectada por centrales convencionales	92

Índice de figuras

Figura 2.1 Caída en la frecuencia de un sistema debido a la salida intempestiva de una unidad de generación.....	5
Figura 2.2 Esquema de regulación de velocidad de máquinas generadoras.....	7
Figura 2.3 Índices de seguridad.....	9
Figura 2.4 Comparación del funcionamiento de una turbina de acción (izquierda) y una turbina de reacción (derecha).....	10
Figura 2.5 Esquema genérico de una central hidráulica.....	11
Figura 2.6 Diagrama de bloques del modelo de primer orden de la turbina hidráulica.....	14
Figura 2.7 Respuesta al escalón del modelo clásico.....	14
Figura 2.8 Diagrama de bloques modelo de segundo orden.....	15
Figura 2.9 Comparación de respuestas de los modelos de primer y segundo orden frente a un rechazo de carga.....	16
Figura 2.10 Analogía eléctrica del sistema hidráulico.....	17
Figura 2.11 Respuestas al escalón del modelo lineal (rojo) y un modelo de turbina con columna de agua elástica (azul).....	19
Figura 2.12 Respuestas al escalón de modelos de primer, segundo y cuarto orden.....	20
Figura 2.13 Diagrama de bloques de un sistema de control hidráulico.....	21
Figura 2.14 Esquema del controlador de una turbina hidráulica.....	22
Figura 2.15 Comparación de la respuesta transiente de tres tipos de turbinas.....	23
Figura 3.1 Esquema del generador eólico de inducción doblemente alimentado.....	25
Figura 3.2 Curva típica de MPPT.....	26
Figura 3.3 Respuesta de la frecuencia del sistema Hydro-Québec frente a una contingencia.....	28
Figura 3.4 Esquema de control por emulación de respuesta inercial “oculta”.....	30
Figura 3.6 Esquema de control <i>droop</i>	32
Figura 3.7 Curva de potencia para el control <i>deloaded</i>	33
Figura 3.8 Integración de los esquemas de control <i>droop</i> y <i>deloaded</i>	33
Figura 3.9 Representación de los efectos de la fase de recuperación en el estudio de impacto de emulación de inercia en el sistema Hydro-Québec.....	35
Figura 4.1 Diagrama de bloques de la metodología.....	37
Figura 4.2 Diagrama simplificado del SIC con la conexión de los parques eólicos considerados en el estudio.....	40
Figura 4.3 Escenarios de estudio.....	42

Figura 5.1 Elementos involucrados en los modelos dinámicos del DFIG	45
Figura 5.2 Diagrama de bloques genérico del modelo dinámico DFIG.....	46
Figura 5.3 Variables aerodinámicas de la turbina eólica.....	47
Figura 5.4 Modelo de las dos masas para la turbina eólica	48
Figura 5.5 Diagrama unilineal del generador de inducción usado en la modelación del DFIG....	49
Figura 5.6 Diagrama de la interfaz AC/DC/AC	51
Figura 5.7 Esquema de los controladores en los convertidores electrónicos	52
Figura 5.8 <i>Frame</i> genérico del generador DFIG implementado en Digsilent.....	53
Figura 5.9 Diagrama de bloques del lazo de control de emulación de inercia.....	55
Figura 5.10 Incorporación de la emulación de inercia en el <i>Frame</i> del DFIG implementado en Digsilent (en verde)	57
Figura 5.11 Definición del bloque de control inercial.....	58
Figura 5.12 Modelo base para implementar las centrales eólicas en el sistema de estudio	60
Figura 6.1 Respuesta en frecuencia del sistema en todos los escenarios	62
Figura 6.2 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios sin emulación de inercia	63
Figura 6.3 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios de hidrología húmeda	65
Figura 6.4 Señales internas del controlador de inercia del parque eólico El Arrayán (Escenario HE)	67
Figura 6.5 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios de hidrología seca	68
Figura 6.6 Señales internas del controlador de inercia del parque eólico El Arrayán (Escenario TE).....	69
Figura 6.7 Potencia generada por las centrales eólicas en los escenarios HE y TE, con y sin emulación de inercia.....	71
Figura 6.8 Sensibilidad de la respuesta de frecuencia del sistema con respecto a la constante de inercia H de los controladores de inercia.....	73
Figura 6.9 Sensibilidad de la generación eólica con respecto a la constante de inercia H de los controladores de inercia.....	73
Figura 6.10 Sensibilidad de la respuesta de frecuencia del sistema con respecto a la constante de tiempo TF del filtro de los controladores de inercia.....	75
Figura 6.11 Sensibilidad de la generación eólica con respecto a la constante de tiempo TF del filtro de los controladores de inercia	76
Figura B.1 Diagrama unilineal del modelo del SIC implementado en Digsilent.....	85
Figura G.1 Potencia inyectada por la central Campiche en el escenario de estudio T0.....	92
Figura G.2 Potencia inyectada por la central Pehuenche en el escenario de estudio T0.....	92

Índice de tablas

Tabla 4.1 Detalle del tipo de generación por escenario en MW.....	43
Tabla 4.2 Detalle del tipo de generación por escenario en porcentajes.....	43
Tabla 5.1 Significado de las variables definidas para el modelo aerodinámico de la turbina eólica	46
Tabla 5.2 Significado de las variables definidas para el modelo mecánico de la máquina DFIG	49
Tabla 5.3 Significado de las variables definidas para el modelo eléctrico del generador	50
Tabla 5.4 Descripción general de cada bloque incluido en el modelo DFIG de Digsilent	54
Tabla 5.5 Significado de las variables definidas para implementar la emulación de inercia	56
Tabla 6.1 Constante de inercia promedio y generación por tipo de central en cada escenario	61
Tabla 6.2 Índices de desempeño de los dos casos base	64
Tabla 6.3 Índices de desempeño de los escenarios húmedos	65
Tabla 6.4 Índices de desempeño de los escenarios secos	68
Tabla 6.5 Índices de desempeño que caracterizan la sensibilidad del controlador con respecto a la constante de inercia	74
Tabla 6.6 Índices de desempeño que caracterizan la sensibilidad del controlador con respecto a la constante de tiempo del filtro	76
Tabla D.1 Detalle de los escalones de EDAC en el SIC	87
Tabla E.1 Parques eólicos considerados en el estudio	88
Tabla F.1 Despacho de centrales en servicio para cada escenario	89

1. Introducción

1.1 Motivación

En el marco del cambio climático, la producción de energía mediante fuentes renovables no convencionales (ERNC) se ha posicionado como una posibilidad real para abordar los impactos ambientales provocados por la generación eléctrica. Durante los últimos años, varios países alrededor del mundo han definido objetivos ambiciosos para alcanzar altos niveles de penetración de energías renovables en sus matrices energéticas. Este es el caso de Chile, cuya actual legislación obliga a las empresas generadoras, con más de 200 MW instalados, a comercializar un 20% de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales en el largo plazo [1] [2].

Esta situación, sumada a condiciones favorables para proyectos eólicos, como la madurez tecnológica, costos de inversión decrecientes y grandes potenciales de generación en varias zonas del país, conducirá a que la generación eólica juegue un rol importante en los sistemas de potencia futuros, en particular el chileno.

Actualmente, la potencia eólica instalada en el Sistema Interconectado Central (SIC) es mayor a 300 MW [3]. Sin embargo, para proyectar la operación futura del sistema se debe tomar en consideración que desde el 2007, se ha ingresado al sistema de evaluación de impacto ambiental una gran cantidad de proyectos de parques eólicos concebidos para inyectar su energía al SIC. Su capacidad agregada supera los 5000 MW de potencia, de los cuales se encuentran más de 4000 MW aprobados y más de 1000 MW en proceso de calificación [4].

Sin embargo, cabe notar que cambios importantes en la estructura de la generación, inducen nuevas problemáticas en el control y estabilidad de los sistemas de potencia. Una muestra de ello, corresponde a la inercia del sistema, la cual constituye un parámetro importante sobre el cual está determinada la operación del sistema [5], en particular, en lo referido a la activación de relés de baja frecuencia y el desempeño del control primario del sistema. Mientras que los generadores síncronos convencionales son capaces de contribuir a la inercia del sistema liberando energía cinética durante perturbaciones asociadas a desbalances de carga mediante la desaceleración del rotor; los generadores eólicos con convertidor proveen una despreciable o nula contribución a la respuesta inercial del sistema. La causa de este fenómeno radica en que la inyección de potencia de este tipo de generador eólico es realizada a través de convertidores electrónicos de potencia, los cuales inhiben la respuesta inercial natural de la máquina al desacoplar la velocidad de rotación de la turbina de la frecuencia del sistema. De esta forma, la penetración creciente de esta tecnología conducirá necesariamente a una reducción de la inercia del sistema [6] [7], disminuyendo por ende su capacidad de enfrentar contingencias relacionadas con desbalances importantes entre carga y generación.

Por otra parte, los sistemas hidro-térmicos tienen respuestas inerciales distintas a los sistemas en que predomina la generación convencional térmica. Además de tener constantes de inercia

menores, las máquinas hidráulicas utilizadas en las centrales de embalse y pasada, tienen un comportamiento dinámico particular en la ventana de tiempo de la respuesta inercial, el cual puede resultar crítico en el desempeño dinámico del sistema y debe ser correctamente compensado por sus controladores. Concretamente, la inercia del agua provoca una variación transitoria de potencia frente a perturbaciones, inversa a la modificación consignada por el controlador de velocidad. La reducción transitoria de la potencia inyectada debe ser adecuadamente compensada por los controladores, y compromete aún más la estabilidad del sistema frente a desbalances bruscos de carga.

Considerando las características de los sistemas con generación hidráulica, así como la gran cantidad de proyectos eólicos (sin respuesta inercial) proyectados para ser conectados al SIC, esta memoria pretende evaluar el impacto de una gran penetración de generación eólica en la respuesta en frecuencia del Sistema Interconectado Central chileno. Para ello se analiza el desempeño de una estrategia de control de frecuencia que emula una respuesta inercial en generadores eólicos. El análisis se realiza para diversos escenarios, a fin de entregar una visión amplia respecto a los criterios necesarios que se deben tomar en cuenta para la integración de esta tecnología.

1.2 Objetivo general

El objetivo general del presente trabajo consiste en disponer de una evaluación del impacto de grandes inyecciones de generación eólica en la respuesta inercial del SIC proyectado al año 2019, y el efecto de incorporar sistemas de control de frecuencia que provean de una respuesta inercial artificial a los generadores eólicos.

1.3 Objetivos específicos

Para el desarrollo de la memoria se han planteado los siguientes objetivos específicos:

- Conocer el estado del arte sobre la respuesta inercial en sistemas hidro-térmicos, poniendo énfasis en el comportamiento dinámico de máquinas hidráulicas.
- Conocer y poder aplicar diferentes sistemas de control de frecuencia en generadores eólicos, que tengan efectos en la respuesta inercial del sistema. Selección de la estrategia a implementar.
- Proponer una modelación dinámica del generador eólico a utilizar, incluyendo el sistema de control que proporciona la respuesta inercial.
- Disponer de la implementación y validación de los modelos dinámicos desarrollados para los generadores eólicos.
- Disponer de un modelo simplificado de SIC.
- Incorporar los modelos de los generadores eólicos desarrollados al modelo del SIC e implementar el sistema de control que proporciona la respuesta inercial.

- Estudiar la respuesta inercial del sistema en distintos escenarios de operación, considerando las proyecciones futuras de penetración eólica e incluyendo un análisis de sensibilidad del sistema de control de respuesta inercial implementado.

1.4 Alcance

Este trabajo tiene como finalidad evaluar el comportamiento dinámico de un sistema particular (SIC) proyectado al 2019, desde la perspectiva de estabilidad de frecuencia, con especial énfasis en su respuesta inercial frente a contingencias. Para el año de estudio no se considera factible la nueva obra de interconexión con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) pero sí se incluyen las obras de transmisión en 500 kV entre Cardones y Polpaico, las cuales son necesarias para flexibilizar la inyección de energía eólica en el polo de generación de la cuarta región.

En este trabajo no se analiza en detalle la respuesta del generador eólico, sino que se estudia el comportamiento desde un punto de vista sistémico. Tampoco se realiza la optimización de parámetros (niveles de reserva para el control, porcentaje de inyección, etc.), dado que el análisis pretende evaluar la respuesta del sistema frente a condiciones particulares de operación.

Los resultados son obtenidos de la simulación computacional de un modelo simplificado del SIC implementado en Digsilent.

Para la modelación dinámica de todos los generadores eólicos y sus controladores, se usa el mismo modelo, representativo del tipo de aerogenerador más usado en la actualidad, el generador de inducción doblemente alimentado, con una potencia máxima de 2 MW. Por otra parte, la velocidad del viento se considera constante en la ventana de tiempo del control primario de frecuencia, ya que el efecto de las ráfagas no es estudiado en este trabajo. Por lo tanto, no se consideran modelos sofisticados de extracción mecánica de la potencia del viento, y la generación eólica es representada a grandes rasgos por modelos de generadores equivalentes absorbiendo una cierta potencia mecánica fija, dada por el punto de máxima eficiencia para una velocidad del viento dada.

1.5 Estructura del trabajo

La presente memoria se encuentra organizada en 8 capítulos más anexos. El contenido de cada uno de ellos se presenta a continuación.

El primer capítulo corresponde a la introducción de la memoria, en donde se presenta la motivación y el contexto en que se enmarca, los objetivos general y específicos que se pretende cumplir, los supuestos usados para sustentar el trabajo y finalmente se presenta la estructura del trabajo.

En los capítulos 2 y 3, se presentan los fundamentos teóricos sobre los que se desarrolla este trabajo, abarcando tópicos generales sobre el comportamiento dinámico de los sistemas eléctricos de potencia en cuanto a estabilidad de frecuencia, particularidades de los sistemas hidro-térmicos desde el mismo punto de vista, efectos de la penetración eólica a gran escala en las redes eléctricas, estrategias de control para reducir este impacto y características técnicas propias de los aerogeneradores. Todos, tópicos necesarios para realizar una modelación dinámica coherente con el comportamiento real del sistema y para realizar un análisis justificado de los resultados.

En el capítulo 5 se describe la metodología utilizada para cumplir los objetivos propuestos para la memoria.

En el capítulo 6 se describen los modelos de aerogenerador, controladores e inversores utilizados, además de los bloques incluidos para implementar la respuesta inercial en los generadores.

En el capítulo 7 se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, con su respectivo análisis fundamentado en las bases teóricas.

En el capítulo 8 se formulan las conclusiones más importantes de la memoria, ceñidas al contexto y los objetivos ya detallados. Además se proponen posibles trabajos futuros.

El capítulo 9 enumera las bibliografía utilizada en el trabajo.

Finalmente, la última sección corresponde a los anexos, en donde se abordan algunos tópicos no desarrollados directamente en la memoria.

2. Estabilidad de frecuencia en sistemas eléctricos de potencia

2.1 Generalidades

La estabilidad de frecuencia de un sistema eléctrico se define como la capacidad del mismo para mantener la frecuencia dentro de rangos aceptables frente a perturbaciones de mayor o menor tamaño [8]. Esta depende del balance de potencias activas del sistema, es decir, del equilibrio entre la potencia generada (P_G), la potencia consumida por la demanda (P_C) y la potencia disipada en forma de pérdidas (P_P), descrito por la siguiente ecuación:

$$P_G = P_C + P_P \quad (2.1)$$

Cuando se produce un desequilibrio entre estas potencias, debido a variaciones en la generación o el consumo, la energía almacenada en las masas rotatorias de los pares turbina-generator, circula hacia la red frente a un déficit de potencia, y en sentido contrario frente a un superávit. Ante desequilibrios considerables, la velocidad de rotación de todas las máquinas sincrónicas se reducirá o incrementará, provocando una baja (sub-frecuencia) o un alza (sobre-frecuencia) en la frecuencia del sistema, respectivamente.

Así, a fin de conservar la estabilidad de frecuencia del sistema, es necesario que las máquinas generadoras sean capaces de compensar efectivamente las diferencias de potencia activa que puedan presentarse. Para ello, el sistema en general y cada máquina en particular deben contar con sistemas de control. La Figura 2.1 [9] muestra las escalas de tiempo que se pueden distinguir en la respuesta en frecuencia de un sistema frente a una perturbación debida a un desbalance de potencias activas. Desde un punto de vista dinámico, la respuesta del sistema se puede separar en tres intervalos de tiempo asociados a un tipo de control de frecuencia, como se presenta en los siguientes párrafos.

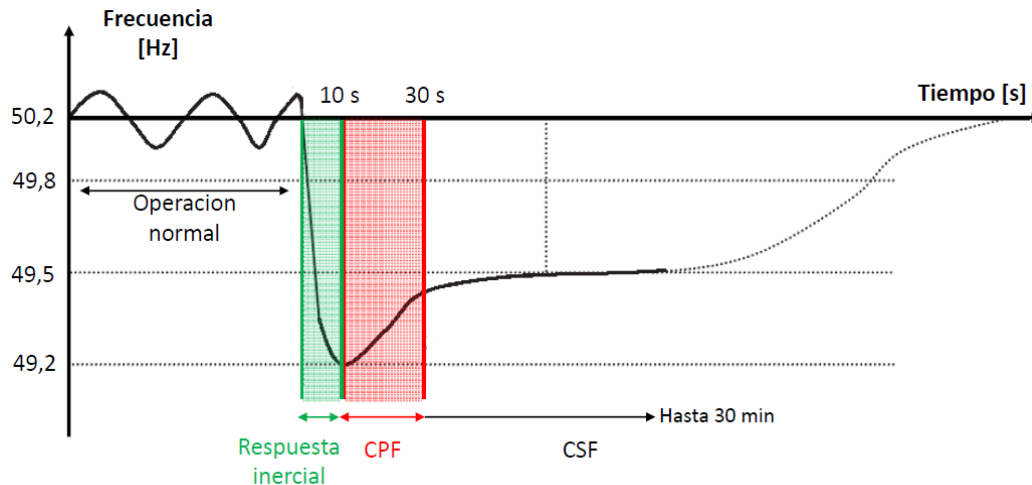


Figura 2.1 Caída en la frecuencia de un sistema debido a la salida intempestiva de una unidad de generación

2.1.1 Respuesta inercial (RI)

La respuesta inercial corresponde a la reacción inicial del sistema frente a perturbaciones asociadas a desbalances de potencia, y consiste en una caída sostenida de la frecuencia eléctrica, solidaria con la desaceleración de los generadores síncronos en operación. La inercia de un sistema de potencia es determinada por la inercia de sus generadores. Mientras mayor sea la inercia del sistema, menor será la desviación de frecuencia en los primeros segundos posteriores a la contingencia.

El parámetro que representa el aporte inercial de los generadores es la constante de inercia H , parámetro fundamental en la llamada “ecuación del *swing*”, que describe el comportamiento dinámico mecánico de una máquina rotatoria, y es el equivalente rotacional de la segunda ley de Newton.

$$J \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.2)$$

En donde J es el momento de inercia del rotor, ω_m la velocidad angular del rotor, T_m y T_e los torques mecánico y eléctrico respectivamente, cuya diferencia (provocada por desbalances de carga) genera un torque acelerante (o desacelerante) para la máquina. Como es conocido de la mecánica clásica, este torque genera una variación de la velocidad angular del rotor en una tasa inversamente proporcional a su momento de inercia.

La ecuación anterior puede ser normalizada en términos de la constante de inercia H (en por unidad) definida como:

$$H = \frac{1}{2} \frac{J \omega_{nom}^2}{S_{base}} \quad (2.3)$$

De aquí, se obtiene la ecuación con todas sus variables definidas en por unidad:

$$2H \frac{d\omega_m}{dt} = T_m - T_e \quad (2.4)$$

Los valores típicos de H para el par turbina-generador de centrales hidráulicas fluctúan entre 2,0 y 4,0 [MW·s/MVA], y entre 2,5 y 10,0 para centrales térmicas [10]. Por extensión, la inercia del sistema corresponde a la integración de las inercias de cada uno de los generadores. Cada vez que ocurre un desbalance, el sistema lo compensa inmediatamente tomando o liberando energía cinética de las partes rotatorias de las máquinas síncronas. Esto se manifiesta en forma de “caída libre” de la frecuencia, ya que otros sistemas de regulación no actúan durante los primeros segundos post-contingencia. Así, la respuesta inercial no es capaz de impedir desviaciones de frecuencia, sino que solo determina la magnitud de la desviación máxima y la rapidez con que la frecuencia cae.

Según la normativa chilena [11], la frecuencia nominal de cada sistema interconectado es 50 Hz, ante lo cual el centro de despacho económico de carga (CDEC) respectivo deberá adoptar todas las medidas necesarias para que ésta permanezca dentro del rango aceptado por la norma,

incluidas la activación de esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), esquemas de desconexión automática de generación (EDAG), esquemas de reducción automática de generación (ERAG) y desconexiones manuales de carga. En sistemas de baja inercia, como los sistemas puramente hidráulicos o sistemas medianos aislados, la desviación de frecuencia puede llegar a ser muy pronunciada, lo cual compromete la operación de la red, desarrollando problemas como:

1. Activación de relés de baja frecuencia, incorporados a esquemas de desconexión automática de carga (EDAC), que traen asociadas consecuencias socio-económicas particulares, al desconectar consumos industriales y regulados.
2. Deterioro del desempeño del control primario de frecuencia.

2.1.2 Control primario de frecuencia (CPF)

El objetivo fundamental de la regulación primaria de frecuencia es mantener el balance de potencia entre la generación y el consumo, modificando la potencia eléctrica entregada por las máquinas generadoras, a partir de la variación de la potencia mecánica entregada por la turbina.

Este proceso se realiza en base a un esquema automático de regulación de velocidad presentado en la Figura 2.2 [9].

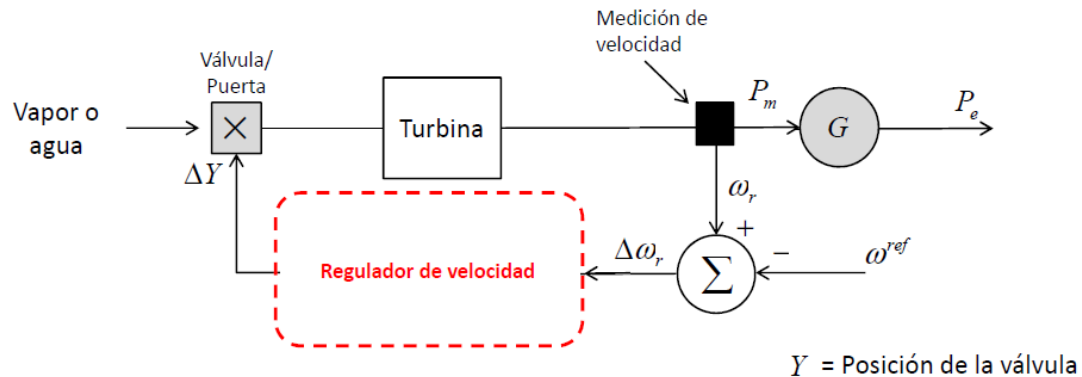


Figura 2.2 Esquema de regulación de velocidad de máquinas generadoras

La regulación de velocidad, además de tener un efecto evidente sobre la frecuencia eléctrica del sistema, cumple el rol de proteger la máquina. Se define mediante una relación en régimen permanente entre el cambio de velocidad de giro y el cambio en la potencia mecánica generada, llamada “estatismo”, para permitir la participación de varios generadores en la regulación primaria de frecuencia dentro de un mismo sistema [12].

Normalmente el CPF es asignado a un grupo de unidades generadoras del sistema, que deben estar preparadas para realizar la regulación de frecuencia, por lo que tienen que ser despachadas en una potencia que les otorgue capacidad para incrementar (o reducir) carga mediante el CPF.

2.1.3 Control secundario de frecuencia (CSF)

Frente a una perturbación, la regulación secundaria de frecuencia tiene por objetivo recuperar el valor nominal de la frecuencia del sistema en régimen permanente, compensando el error final de frecuencia obtenido luego de que la acción realizada por la regulación primaria debido al esquema de estatismos.

Este proceso se realiza modificando la consigna de potencia de las unidades generadoras, para lo cual es necesario que existan centrales con un margen para aumentar o disminuir la generación. Este margen se denomina reserva en giro. Dependiendo del sistema, la regulación secundaria se realiza manual o automáticamente. A este último caso se le denomina normalmente AGC (del inglés *Automatic Generation Control*).

2.1.4 Índices de seguridad

Para caracterizar y cuantificar la respuesta dinámica del sistema frente a una contingencia, en cuanto a estabilidad de frecuencia, la literatura usualmente utiliza tres índices de seguridad [13] [14] [15]:

- Tasa de variación de frecuencia (Rocof, del inglés *rate of change of frequency*), corresponde al gradiente de frecuencia, generalmente observado durante los primeros segundos de la perturbación, y está determinada por la inercia del sistema completo.
- Nadir de frecuencia (mínimo valor de excursión de frecuencia), corresponde al menor valor que alcanza la frecuencia, luego de ocurrida la contingencia. Está determinado por la magnitud de la contingencia, la energía cinética de las masas rotatorias, el número de generadores con control primario implementado y las características dinámicas de los elementos de la red.
- La desviación de régimen permanente, corresponde a la diferencia entre el nuevo punto de equilibrio donde llega la frecuencia después de una contingencia y el valor nominal de la frecuencia. Está determinado por los estatismos de cada generador.

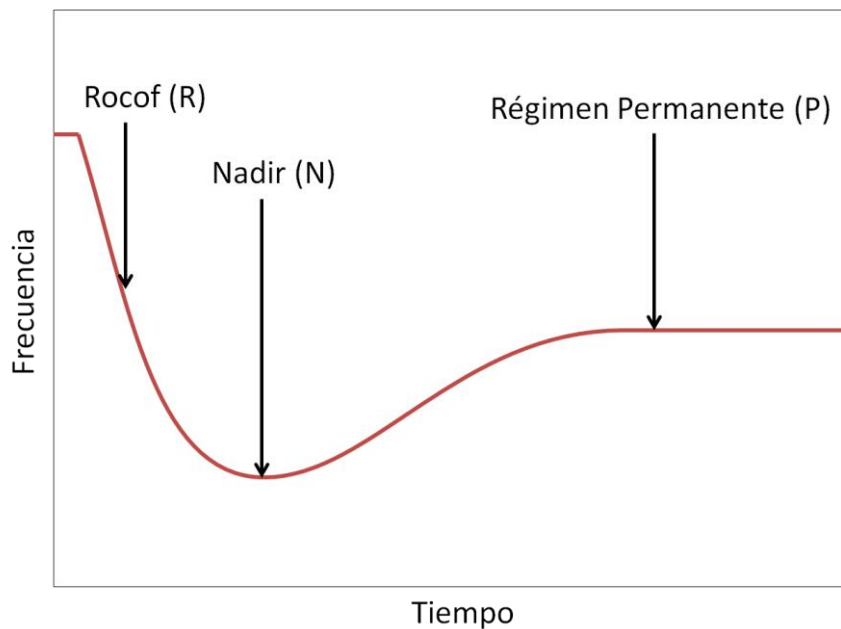


Figura 2.3 Índices de seguridad

2.2 Turbinas hidráulicas

Las turbinas hidráulicas, pueden dividirse básicamente en turbinas de acción y de reacción. Las de acción son aquellas en que la presión que el fluido tiene a la entrada en la turbina se reduce hasta la presión atmosférica en la válvula, manteniéndose constante en todo el rotor, de modo que la energía es entregada por el agua sólo como energía cinética. Están diseñadas para trabajar con saltos de agua muy grandes, pero con caudales pequeños. Su principal exponente es la turbina Pelton, cuyo flujo es transversal.

En las turbinas de reacción el fluido entra en el rodete con una presión superior a la atmosférica y a la salida de éste presenta una depresión. La energía es provista por el agua en forma de energía cinética y potencial (presión por la altura). Se caracterizan por presentar una tubería de aspiración, la cual une la salida del rodete con la zona de descarga de fluido. Estas turbinas se pueden clasificar dependiendo de la configuración de los álabes. La principal característica es que las paletas directrices y/o las compuertas controlan el flujo de agua, y por ende, la velocidad de la turbina. Las máquinas más conocidas de este tipo de turbina son las Kaplan y Francis. [16]

Una explicación gráfica de las diferencias entre una y otra se puede ver en la Figura 2.4.

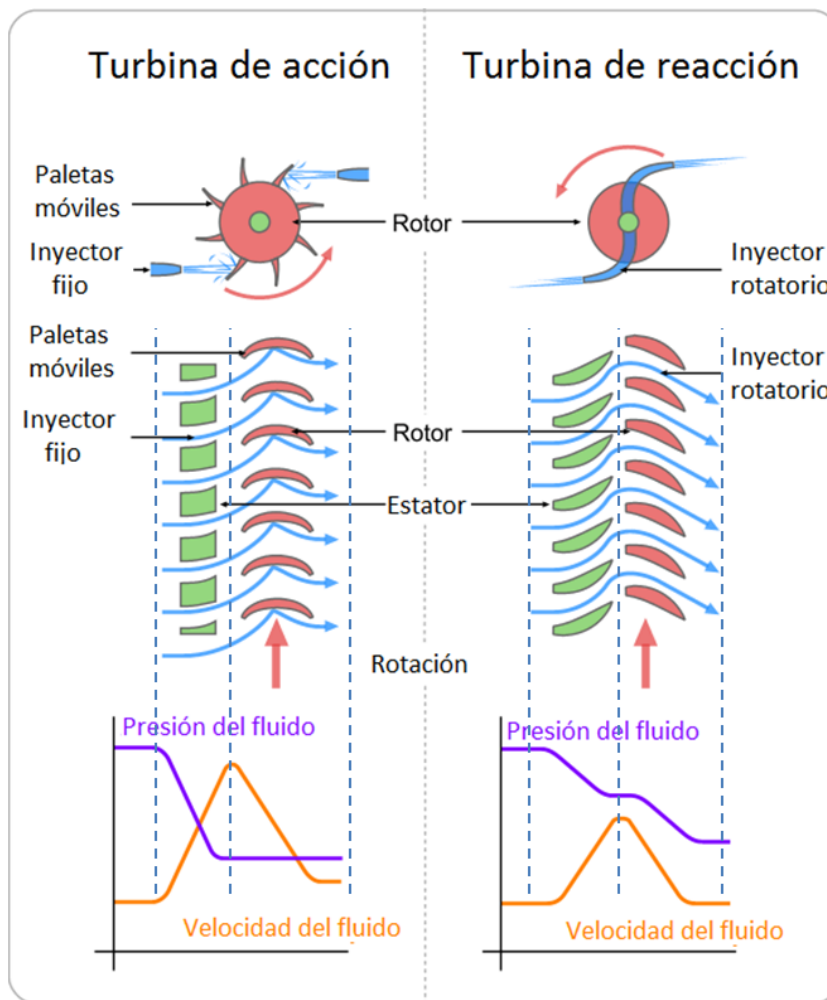


Figura 2.4 Comparación del funcionamiento de una turbina de acción (izquierda) y una turbina de reacción (derecha)

En general, las centrales hidráulicas se componen por cinco elementos principales: el almacenamiento de la reserva de agua, el túnel de aducción, la chimenea de equilibrio, el túnel blindado o pique en presión y la turbina [17] (ver Figura 2.5). El funcionamiento de las centrales depende de las características de estos elementos y, como es evidente, de las propiedades físicas del agua.

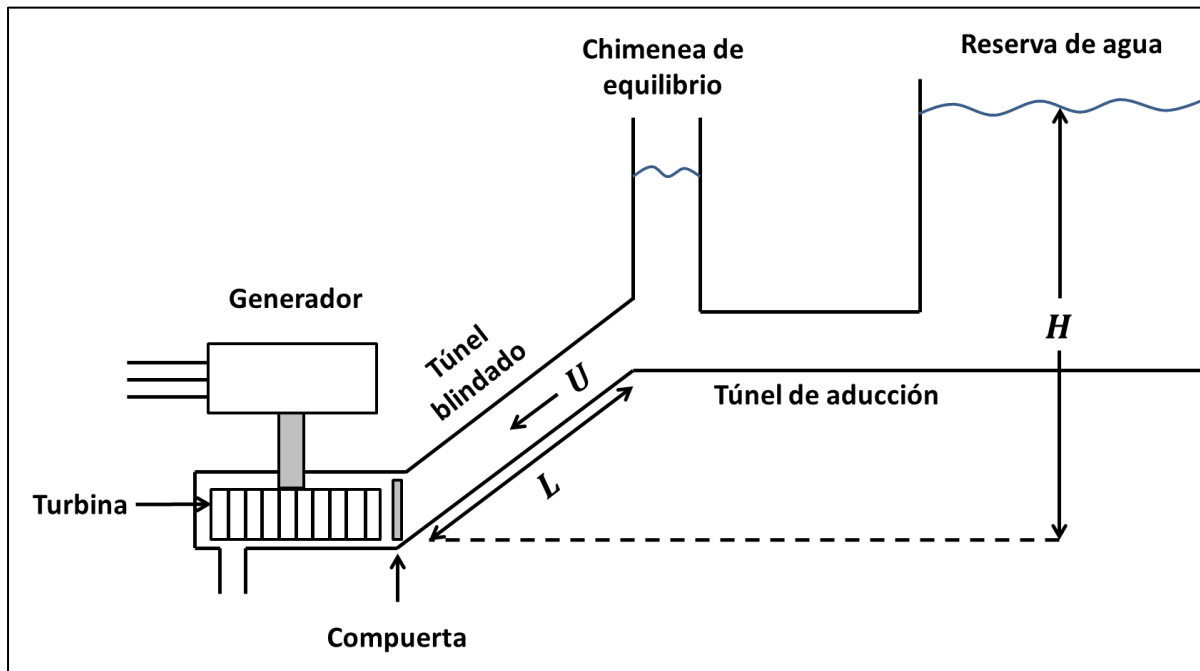


Figura 2.5 Esquema genérico de una central hidráulica

2.2.1 Modelos dinámicos de turbinas hidráulicas

El comportamiento dinámico de una turbina hidráulica está determinado por las características de la columna de agua que la alimenta y el efecto de los elementos de la central sobre ella. Entre otras, las propiedades más importantes que influyen en la respuesta transitoria de los sistemas hidráulicos, son:

- La inercia del agua, que causa un retraso del flujo de agua frente a cambios en la apertura de la compuerta.
- La elasticidad de las paredes del túnel blindado, que causa ondas de presión viajeras y flujos en las tuberías. Este efecto es conocido como “golpe de ariete”.
- Compresibilidad del agua.

En la literatura, se pueden encontrar diversos modelos de turbinas hidráulicas y sus respectivos controladores de velocidad, que varían tanto en complejidad y detalle, como en su aproximación al comportamiento práctico del fenómeno. Éstos tienen mayor o menor utilidad en el análisis de numerosos problemas de sistemas de potencia dependiendo del tipo de estudio. Aunque se reconoce que las aplicaciones específicas pueden requerir de un desarrollo especial de los modelos, incluyendo efectos de condiciones físicas particulares (como bandas muertas o histéresis, entre otros), las representaciones que se presentan a continuación incluyen la descripción básica de la física del fenómeno, a partir de la cual se puede implementar una aplicación particular.

Modelo de primer orden

A continuación se presenta el desarrollo algebraico del modelo clásico, ideal sin pérdidas mecánicas, que usa los supuestos enumerados a continuación:

- La resistencia hidráulica es despreciable
- La cañería es inelástica
- El agua es incompresible
- La velocidad del agua es proporcional a la apertura de la compuerta y a la raíz de la altura del nivel de agua
- La potencia de salida es proporcional al producto de la altura y el caudal.
- El sistema se mantiene en la vecindad de un punto de equilibrio dado.
- Sólo se considera la presencia de tres elementos de la central: estanque de reserva, túnel de caída y turbina.

El modelo es desarrollado en [10] sobre la base de tres ecuaciones:

i. Velocidad del agua en la tubería, dada por:

$$U = K_u G \sqrt{H} \quad (2.5)$$

En donde: U : velocidad del agua
 G : apertura de la compuerta
 H : altura del nivel de agua
 K_u : constante de proporcionalidad

Dado que las dos variables de las que depende la velocidad del agua son G y H , y suponiendo que se opera en torno al punto de equilibrio $U_0 = K_u G_0 \sqrt{H_0}$, se puede plantear la siguiente ecuación de diferencias a partir de las derivadas parciales:

$$\Delta U = \frac{\partial U}{\partial H} \Delta H + \frac{\partial U}{\partial G} \Delta G \quad (2.6)$$

Las derivadas parciales se calculan de forma simple a partir de la ecuación original:

$$\left. \frac{\partial U}{\partial H} \right|_{U_0} = \frac{K_u G_0}{2\sqrt{H_0}} \quad (2.7)$$

$$\left. \frac{\partial U}{\partial G} \right|_{U_0} = K_u \sqrt{H_0} \quad (2.8)$$

Luego, dividiendo por $K_u G_0 \sqrt{H_0}$ y reemplazando lo anterior en (2.9) se tiene (las variables denotadas con barra corresponden a la variable normalizada con respecto a su valor en el punto de equilibrio):

$$\Delta \bar{U} = 0,5 \cdot \Delta \bar{H} + \Delta \bar{G} \quad (2.9)$$

ii. Potencia mecánica de la turbina, dada por:

$$P_m = K_p H U \quad (2.10)$$

Mediante un desarrollo análogo al de la ecuación anterior, si se linealiza la relación para pequeñas perturbaciones usando una ecuación de diferencias, se divide por la condición de equilibrio $P_{m0} = K_p H_0 U_0$ y se normaliza, se obtiene:

$$\Delta \bar{P}_m = \Delta \bar{H} + \Delta \bar{U} \quad (2.11)$$

iii. Aceleración de la columna de agua por un cambio en la altura, caracterizada por la segunda ley de Newton, expresada como sigue:

$$(\rho L A) \frac{d\Delta \bar{U}}{dt} = -A(\rho g)\Delta \bar{H} \quad (2.12)$$

En donde: L : longitud del conducto
 A : área del túnel
 ρ : densidad de masa del agua
 g : aceleración de gravedad
 $\rho L A$: masa de agua en el conducto
 $\rho g \Delta H$: incremento de presión en la compuerta
 t : tiempo

Al dividir por $A \rho g H_0 U_0$, definir $T_w = L U_0 / g H_0$, como el tiempo de partida del agua, se llega a la ecuación en su forma normalizada:

$$T_w \frac{d\Delta \bar{U}}{dt} = -\Delta \bar{H} \quad (2.13)$$

Lo cual puede ser representado en el dominio de Laplace como:

$$T_w \cdot s \cdot \Delta \bar{U} = -\Delta \bar{H} \quad (2.14)$$

El tiempo T_w representa el tiempo requerido para acelerar desde cierta altura el agua en la tubería desde el reposo a una cierta velocidad. Sus valores típicos son del orden de 1 segundo.

Despejando los valores $\Delta \bar{H}$ y $\Delta \bar{U}$ de las ecuaciones (2.9) y (2.11) resulta:

$$\Delta \bar{U} = (\Delta \bar{P}_m + 2\Delta \bar{G})/3 \quad (2.15)$$

$$\Delta \bar{H} = (2\Delta \bar{P}_m - 2\Delta \bar{G})/3 \quad (2.16)$$

Finalmente, reemplazando estos valores en (2.14) y ordenando, se obtiene la función de transferencia clásica de las turbinas hidráulicas, que determina el cambio de potencia inyectada frente a un cambio en la apertura de la compuerta para una turbina ideal y sin pérdidas:

$$\frac{\Delta \bar{P}_m}{\Delta \bar{G}} = \frac{1 - T_w s}{1 + 0,5 \cdot T_w s} \quad (2.17)$$

Esta función puede ser representada mediante el siguiente diagrama de bloques:

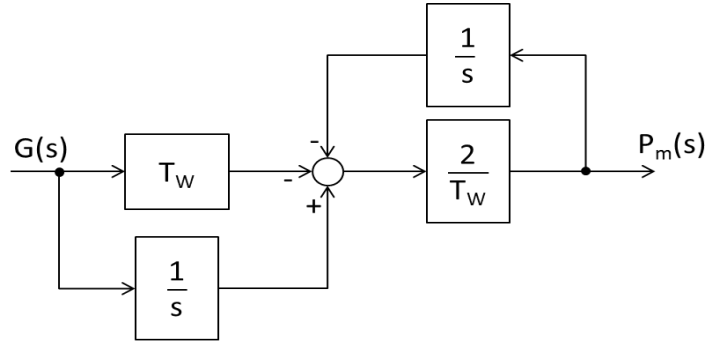


Figura 2.6 Diagrama de bloques del modelo de primer orden de la turbina hidráulica

La función de transferencia para una turbina no ideal puede ser obtenida considerando una expresión genérica en derivadas parciales para perturbaciones en el flujo de agua y la potencia de la turbina:

$$\Delta \bar{U} = a_{11} \Delta \bar{H} + a_{12} \Delta \bar{\omega} + a_{13} \Delta \bar{G} \quad (2.18)$$

$$\Delta \bar{H} = a_{21} \Delta \bar{H} + a_{22} \Delta \bar{\omega} + a_{23} \Delta \bar{G} \quad (2.19)$$

Por medio de una metodología similar al cálculo realizado para una turbina ideal, y suponiendo que las variaciones de velocidad del rotor son despreciables, se llega finalmente a la función de transferencia. Cada variable a_{ij} corresponde a una derivada parcial.

$$\frac{\Delta \bar{P}_m}{\Delta \bar{G}} = a_{23} \frac{1 - (a_{11} - \frac{a_{13} a_{21}}{a_{23}}) \cdot T_w s}{1 + a_{11} \cdot T_w s} \quad (2.20)$$

Ambas funciones de transferencia representan un sistema de fase no mínima, es decir, que poseen un cero cuya parte real es positiva. La característica particular de esta función de transferencia puede ser visualizada en la respuesta al escalón unitario en la apertura de la compuerta, mostrada en la Figura 2.7 [10].

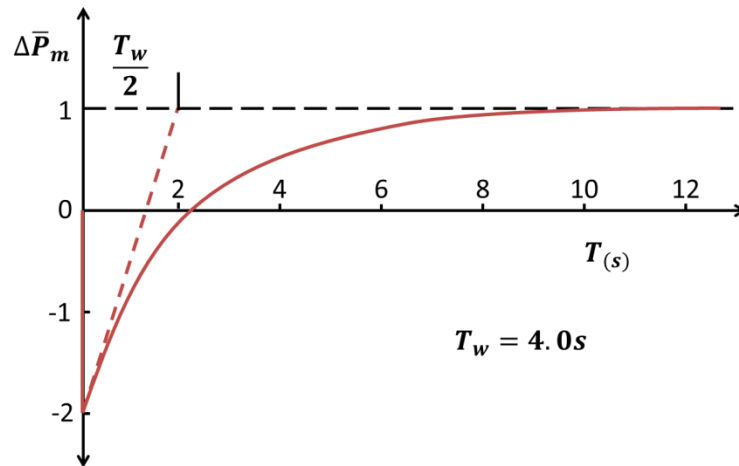


Figura 2.7 Respuesta al escalón del modelo clásico

La potencia entregada comienza con un valor negativo de -2, para luego crecer asintóticamente a 1 (nuevo valor de régimen permanente) en forma de exponencial, determinada por la constante de tiempo T_w . Esta respuesta inicial inversa (en la dirección contraria a la apertura de la compuerta) puede explicarse en términos físicos por las características del fluido: al abrirse la compuerta, la presión del líquido disminuye de forma inmediata, pero la velocidad del fluido tarda en aumentar debido a su propia inercia, causando así una reducción de la potencia entregada durante los primeros segundos, pese a que en estado permanente la apertura de la compuerta implica una inyección mayor de potencia.

Modelo de segundo orden

El modelo sencillo de segundo orden considera un sistema de configuración simple, sin modelar la elasticidad de la columna de agua, restricciones de altura ni limitaciones dadas por la chimenea de equilibrio, al igual que en el modelo de primer orden. Los supuestos y las ecuaciones que se usan son las mismas planteadas en el modelo lineal, pero sin linealizar las ecuaciones para pequeñas perturbaciones. Las ecuaciones con sus variables normalizadas respecto a sus valores nominales se presentan a continuación (sin destacar los valores normalizados, para simplificar la notación):

$$U = G\sqrt{H} \quad (2.21)$$

$$P_m = HU \quad (2.22)$$

$$\frac{dU}{dt} = -\frac{1}{T_w}(H - H_0) \quad (2.23)$$

Con $T_w = \frac{LU_n}{gH_n}$.

El modelo de segundo orden puede ser expresado en términos de dos ecuaciones, que se pueden obtener reemplazando (2.21) en (2.22) y (2.23):

$$\frac{dU}{dt} = -\frac{1}{T_w} \left(\left(\frac{U}{G} \right)^2 - H_0 \right) \quad (2.24)$$

$$P_m = \frac{U^3}{G^2} \quad (2.25)$$

El diagrama de bloques del modelo resultante se presenta en la Figura 2.8.

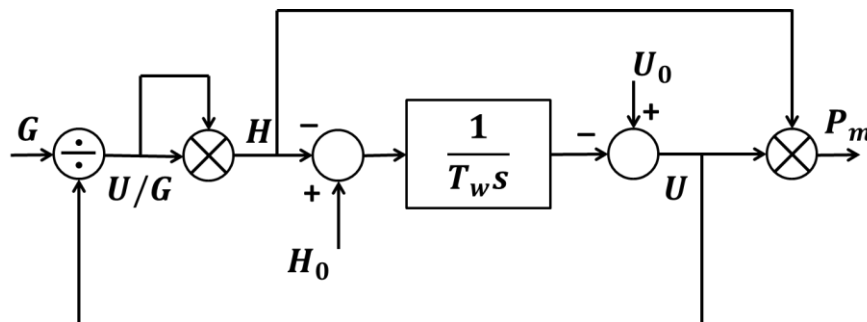


Figura 2.8 Diagrama de bloques modelo de segundo orden

En [10] se presenta la misma representación incluyendo más parámetros y ecuaciones que modelan otras propiedades físicas del sistema hidráulico, como pérdidas en la turbina y características no ideales de la compuerta.

Una comparación entre las respuestas al escalón de los modelos de primer y segundo orden del sistema hidráulico es presentada en la Figura 2.9 [18]. En ambas curvas se puede apreciar la peculiar respuesta de las turbinas hidráulicas debido a la inercia del agua, el mismo fenómeno descrito en la Figura 2.7, en el cual cambios en la apertura de las compuertas producen una variación inicial en la potencia opuesta a la esperada. Este fenómeno causa desviaciones mayores de frecuencia frente a desbalances de carga en los sistemas de potencia.

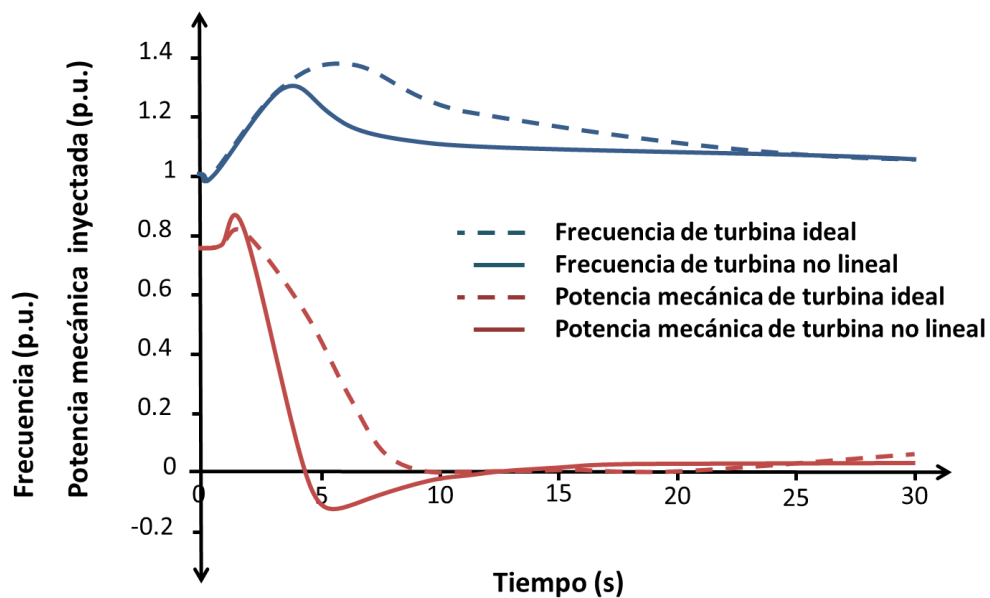


Figura 2.9 Comparación de respuestas de los modelos de primer y segundo orden frente a un rechazo de carga

2.2.2 Aplicación de los modelos

El modelo de primer orden describe adecuadamente el comportamiento de la turbina frente a pequeñas perturbaciones. Además, entrega información útil para la sintonización de los controladores usando técnicas de análisis lineales y, gracias a su simplicidad, concede una buena noción de las características básicas del sistema hidráulico. Sin embargo, el modelo es inadecuado para estudios que involucran grandes variaciones de potencia inyectada o frecuencia, como lo es el estudio de estabilidad de frecuencia con énfasis en la respuesta inercial, porque no toma en cuenta las características no lineales inherentes a los fenómenos transitorios en turbinas, que van más allá de las consideraciones de velocidad en la tubería, nivel de agua y aceleración de la columna.

El modelo de segundo orden es válido en un amplio rango de estudios sistémicos, pero existen muchas otras aplicaciones en que es necesario un modelo más detallado para describir la interacción dinámica entre el sistema de potencia y el sistema hidráulico. Entre otras, se pueden distinguir las siguientes propiedades físicas de una central hidroeléctrica que son consideradas comúnmente en los modelos detallados:

- Viscosidad del fluido
- Elasticidad de la columna de agua
- Elasticidad de las palas de la turbina
- Elasticidad de las paredes de los túneles
- Ondas de presión viajeras y golpe de ariete
- Limitaciones de altura y de la chimenea de equilibrio

Para incluir en el modelo estas características no lineales, se han desarrollado diversos modelos de órdenes superiores, a partir de expansiones de Taylor, aproximaciones de parámetros concentrados, y otros recursos matemáticos. En [19], y [20] se presentan diagramas de bloque y funciones de transferencia de diversos modelos incluyendo los efectos de cada uno de los fenómenos físicos mencionados anteriormente. El modelo más detallado se presenta en [21], basado en un análisis matemático riguroso y abundante evidencia experimental que valida su exactitud, además de sugerir una analogía eléctrica del sistema hidráulico, que ayuda a una mejor comprensión de los fenómenos dinámicos en el mismo. La altura de la reserva de agua es análoga a la tensión y el caudal a la corriente. La caracterización se muestra gráficamente en la Figura 2.10, y considera la presencia del túnel de aducción, la chimenea de equilibrio, el túnel blindado y la turbina, suponiendo inelástica la columna de agua. La inercia del agua en las tuberías se representa por inductancias, la chimenea de equilibrio por una capacitancia, la turbina como una conductancia variable, mientras que las pérdidas por viscosidad y en la turbina pueden ser representadas por resistencias adicionales.

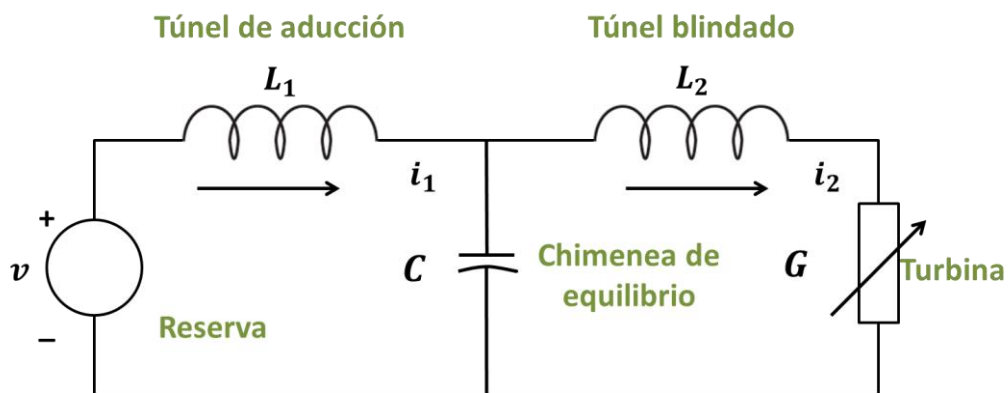


Figura 2.10 Analogía eléctrica del sistema hidráulico

En [22], los autores presentan una variedad de modelos para turbinas hidráulicas y sus controladores de velocidad, e incluyen recomendaciones generales sobre los modelos adecuados para cada tipo de estudio. El análisis de la respuesta inercial de frecuencia corresponde a un

estudio transitorio, que tiene requerimientos específicos. A continuación se presenta un resumen que incluye los principales conceptos:

- Los controladores de la turbina y el sistema hidráulico tienen una respuesta muy lenta desde el punto de vista de estabilidad transitoria. Por ejemplo, su efecto en la estabilidad *first swing* es despreciable. Sin embargo, en estudios de sistemas aislados y pequeños, es probable que las características descritas en los modelos jueguen un rol más importante en la respuesta en frecuencia del sistema frente a perturbaciones. En estos casos, la acción de la turbina y el controlador, la posición de la compuerta y los límites de velocidad pueden tener efectos significativos.
- El modelo lineal no debe ser usado para estudios donde se esperan grandes desviaciones de la potencia inyectada por la turbina al sistema [19]. Esta representación es usada solo para modelar las características principales de la planta y sus impactos en el sistema eléctrico, en un estado cuasi-estático, poniendo énfasis en las variables que más importan en la operación de la red: la velocidad del rotor y el torque mecánico.
- Es recomendado el modelo no lineal de turbina suponiendo inelástica la columna de agua, acoplado con un modelo de controlador proporcional con lazo de compensación transitoria, PI o PID, según corresponda. El modelo lineal de la turbina no es recomendado ya que sus parámetros tendrían que ser ajustados dependiendo de las condiciones de operación y la precisión del modelo puede verse afectado por la magnitud de las perturbaciones. Esta conclusión es justificada en [20] y [22], mostrando que el modelo de primer orden presenta errores significativos en la simulación de la respuesta del sistema y, por ende, en el ajuste de los parámetros de control. Finalmente, se establece que es necesario emplear al menos un modelo de segundo orden.

Estos errores significativos, se manifiestan en simulaciones realizadas utilizando cada modelo frente a diversas contingencias (escalones de carga) y en los diagramas de Bode elaborados para cada función de transferencia, utilizando los parámetros de control recomendados por la literatura.

Por ejemplo, en la Figura 2.11 [22] se muestran las diferencias entre las respuestas de potencia a un escalón de carga utilizando el modelo ideal sin pérdidas y un modelo que caracteriza la elasticidad de la columna de agua, señalando que los criterios de estabilidad se cumplen para el modelo simple pero no para el complejo, pues la respuesta del primero tiene un tiempo de estabilización y un sobrepaso mucho menor. Por lo tanto, no sería válido para un estudio dinámico utilizar el modelo lineal, porque sus simplificaciones no representan un “peor caso” de las condiciones del sistema.

En la Figura 2.12 se realiza la misma comparación, pero de los cambios de velocidad de dos tipos de modelo: primer, segundo y cuarto orden [20]. En el gráfico se observa que no hay mayores

diferencias entre el modelo de segundo y cuarto orden, sin embargo la variación es significativa al comparar cualquiera de los dos con el modelo lineal.

En resumen, el modelo de primer orden no representa completamente las características dinámicas del sistema hidráulico frente a grandes desviaciones de potencia, ni representa un “peor caso” frente a perturbaciones, pues tiene un desempeño mucho mejor en cuanto a criterios de estabilidad. Por lo tanto no es válido utilizar estos modelos en estudios transitorios.

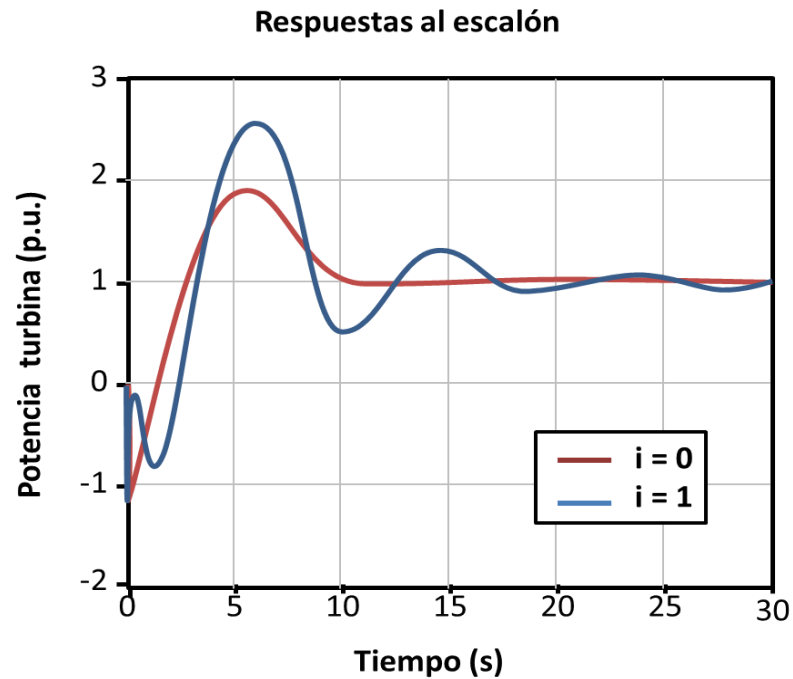


Figura 2.11 Respuestas al escalón del modelo lineal (rojo) y un modelo de turbina con columna de agua elástica (azul)

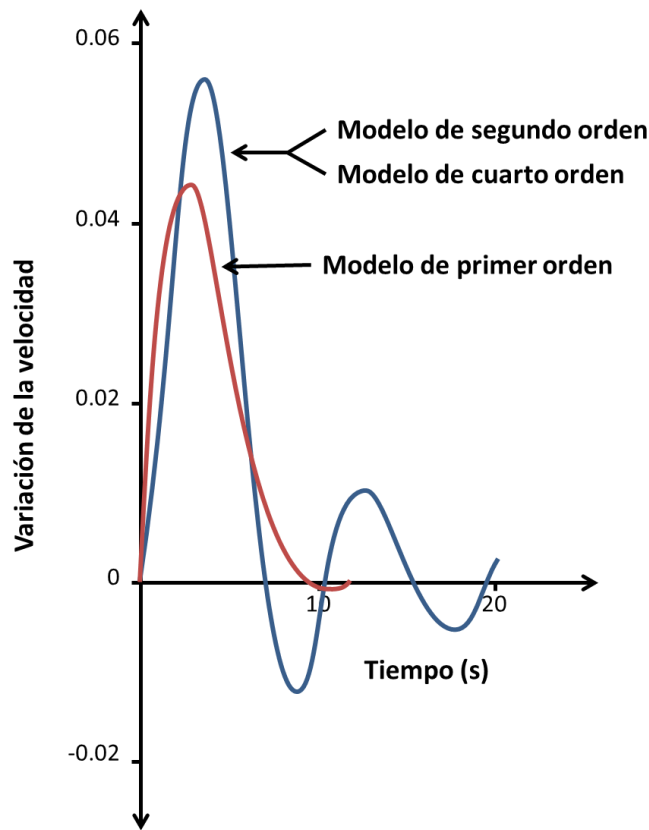


Figura 2.12 Respuestas al escalón de modelos de primer, segundo y cuarto orden

2.2.3 Controladores de turbinas hidráulicas

Al igual que todos los controladores de velocidad de las máquinas convencionales de un sistema de potencia, el sistema de control debe incluir una realimentación del error de velocidad provisto de un estatismo, para asegurar la operación estable de varios generadores en paralelo. Normalmente el estatismo de régimen permanente es ajustado alrededor del 5%.

En máquinas antiguas, la función controladora es realizada por un sistema que utiliza componentes mecánicos e hidráulicos. Los controladores modernos usan sistemas electrohidráulicos (mediante servomotores). Funcionalmente la operación de ambos esquemas es muy similar.

Los sistemas de control de las turbinas hidráulicas difieren de los usados en turbinas térmicas en dos rasgos principales: en primer lugar, la fuerza requerida para mover la compuerta de control es mucho mayor, dado que debe enfrentar grandes presiones de agua y grandes fuerzas de roce; en segundo lugar, la respuesta particular de la turbina hidráulica frente a cambios en la posición de la compuerta, debe ser compensada adecuadamente [23].

La articulación y sintonización de la característica dinámica de los sistemas hidráulicos con la estructura y los parámetros del controlador de velocidad, son determinantes en la respuesta

transitoria de un sistema de potencia hidro-térmico. El acoplamiento de ambos elementos dinámicos es crucial, en particular, en la ventana de tiempo de la respuesta inercial, dado que los controladores operan dentro de los primeros segundos de una perturbación.

Para analizar el problema de control del sistema hidráulico, es conveniente considerar el siguiente diagrama de bloques genérico.

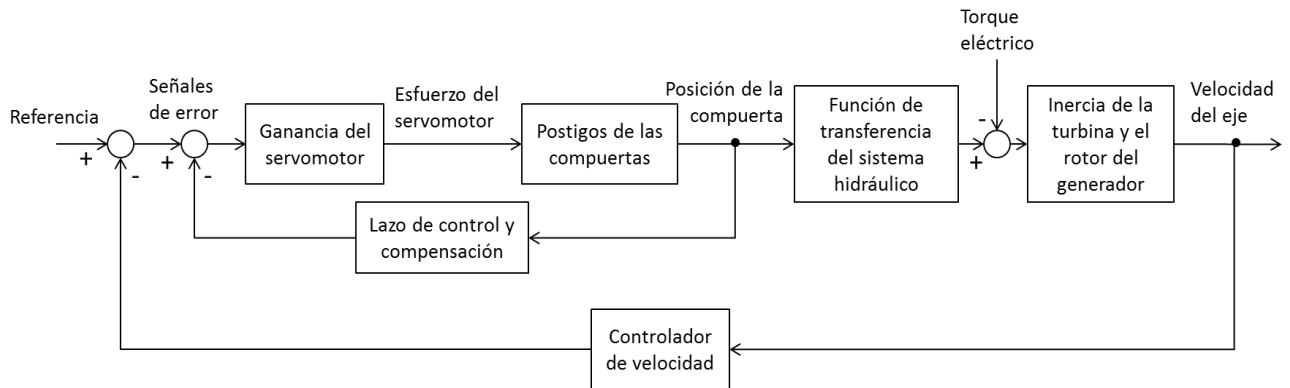


Figura 2.13 Diagrama de bloques de un sistema de control hidráulico

Para un torque eléctrico dado, la velocidad del eje debe ser fijada de acuerdo a la referencia, que en un sistema aislado corresponde a la frecuencia eléctrica del sistema, y en un sistema interconectado determina la carga asumida por la máquina. Cualquier cambio en la velocidad de los generadores es regulado por el controlador de velocidad y comparado con la referencia. Las diferencias que existan generan una señal de error que es amplificada por el controlador del servomotor para provocar un movimiento en las compuertas de la central, y la velocidad del eje es determinada por la dinámica del sistema hidráulico y la inercia de las piezas rotatorias.

El sistema electrohidráulico es modelado mediante un servomotor principal de alta potencia que mueve la compuerta, y otro piloto que controla al primero. Para compensar la peculiaridad de la respuesta inversa de la turbina hidráulica, es necesario reducir el movimiento inicial de la compuerta para permitir que el agua fluya por el túnel y aplique torque en la turbina. Esto se realiza mediante un estatismo transitorio, que reduce la ganancia del controlador para cambios rápidos en la compuerta. La compensación logra atenuar la variación en la posición de la compuerta para cambios bruscos de velocidad, conservando el lazo de compensación típico de un regulador de velocidad para el régimen permanente. El sistema queda con dos lazos de realimentación principales. La realimentación proporcional corresponde a la característica de estatismo asignada a la máquina, mientras que la realimentación transitoria corresponde a la compensación de la respuesta inversa de la turbina hidráulica. En la Figura 2.14 se muestra el esquema del sistema de control de la turbina hidráulica, explicado conceptualmente.

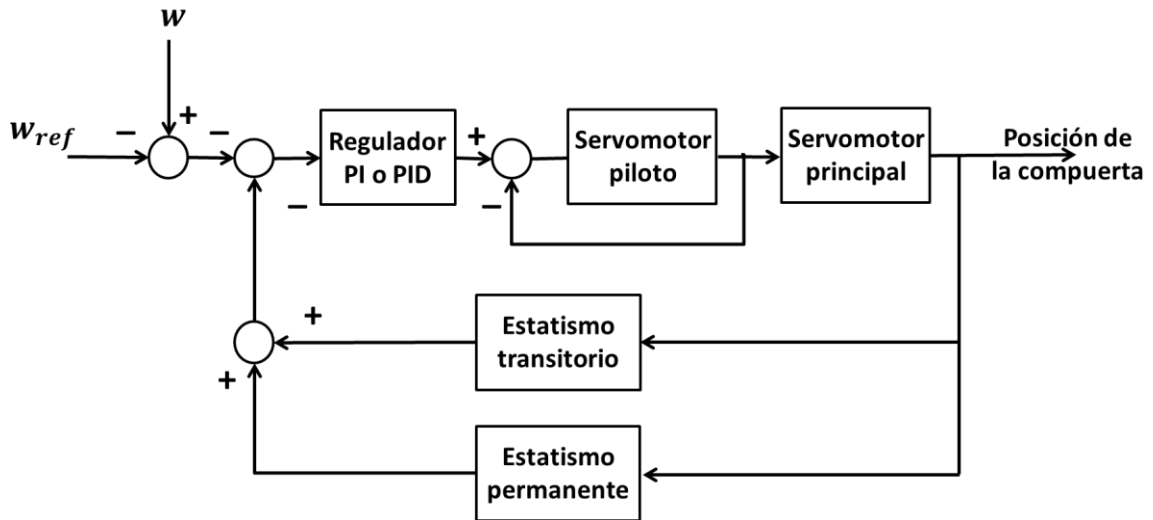


Figura 2.14 Esquema del controlador de una turbina hidráulica

La función de transferencia típica, que equivale al diagrama de bloques completo de un controlador de turbina hidráulica (incluyendo los lazos de realimentación y el control PI o PID), se presenta en la siguiente ecuación:

$$\frac{\Delta g}{\Delta \omega} = \frac{K(1 + T_3 \cdot s)}{(1 + T_2 \cdot s)(1 + T_4 \cdot s)} \quad (2.26)$$

En ella, la señal de entrada es el error de velocidad, y la señal de salida es la posición de la compuerta, que debe ser limitada por los respectivos valores de apertura máxima, cerrado máximo y rapidez máxima de apertura (considerando, por ejemplo, que si la compuerta se cierra demasiado rápido, la alta presión resultante podría dañar las tuberías).

Los parámetros típicos usados para esta función son los siguientes [23]:

$$\begin{aligned} T_2 &\rightarrow 0,5 \text{ s} \\ T_3 &\rightarrow 5 \text{ s} \\ T_4 &\rightarrow 50 \text{ s} \end{aligned}$$

2.2.5 Respuesta inercial

En la Figura 2.15 [10] se presenta una comparación entre la respuesta en frecuencia de una unidad generadora hidráulica y dos unidades térmicas (con y sin recalentamiento), frente a un escalón de incremento de la carga de la demanda. Los modelos utilizados en esta simulación son de primer orden y las desviaciones de velocidad se presentan en por unidad.

Como se puede ver, el valor de la frecuencia en régimen permanente es prácticamente el mismo para los tres casos, pero la diferencia es evidente con respecto al intervalo de tiempo transitorio. Pese a que ésta es una demostración general y que cada sistema y caso particular tiene resultados particulares, queda de manifiesto la gran diferencia entre ambas tecnologías, y el carácter crítico

de la respuesta inercial de las máquinas hidráulicas, debido a todos los factores presentados anteriormente. Específicamente, se observa una excursión 3 veces mayor que la turbina térmica de peor desempeño, y una índice Rocof mucho mayor que los otros dos casos.

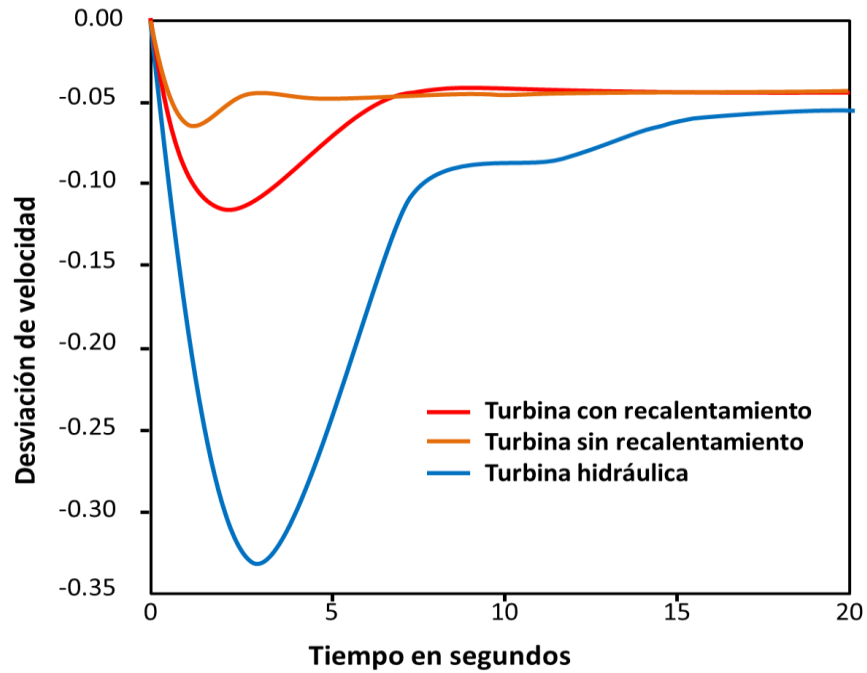


Figura 2.15 Comparación de la respuesta transiente de tres tipos de turbinas

3. Fundamentos de la energía eólica y esquemas de control de frecuencia

3.1 Aspectos generales

Las tecnologías usadas en las centrales eólicas poseen diferencias significativas con las centrales convencionales, debido principalmente a la necesidad de reducir las fluctuaciones de potencia en la inyección al sistema inducidas por la variabilidad del viento.

En términos generales, las tecnologías usadas en las centrales se pueden dividir en máquinas de velocidad fija y de velocidad variable. Las máquinas de velocidad fija se conectan directamente a la red, mientras que las de velocidad variable son conectadas a través de interfaces de electrónica de potencia.

3.1.1 Potencia mecánica extraída del viento

En este trabajo, la potencia extraíble del viento es caracterizada de acuerdo a su formulación clásica, presentada a continuación, suponiendo constante la velocidad del viento y sin contemplar modelos dinámicos sofisticados [7].

$$P_{mec} = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot C_p \cdot A \cdot v^3 \quad (3.1)$$

En donde:

- P_{mec} es la potencia mecánica extraída
- ρ es la densidad del aire
- C_p es el coeficiente de potencia de la turbina
- A es el área barrida por las aspas de la turbina
- v es la velocidad del viento

El coeficiente de potencia de la turbina es función de la razón entre la velocidad del viento y la de las aspas, y del ángulo de incidencia del viento sobre las aspas, el cual es una variable de control de las turbinas. Este coeficiente representa una medida de la eficiencia mecánica de la turbina. Aún con todos los avances tecnológicos y los sistemas de control de las turbinas eólicas, existe un máximo teórico para la potencia extraíble de la energía cinética del viento, conocido como el límite de Betz, y que corresponde al 59,26% [24]. Este límite está fundamentado en el hecho de que para extraer el 100% de la energía del viento, este debería detenerse luego de su interacción con la turbina, lo cual es imposible.

3.1.2 Máquina de inducción doblemente alimentada [25]

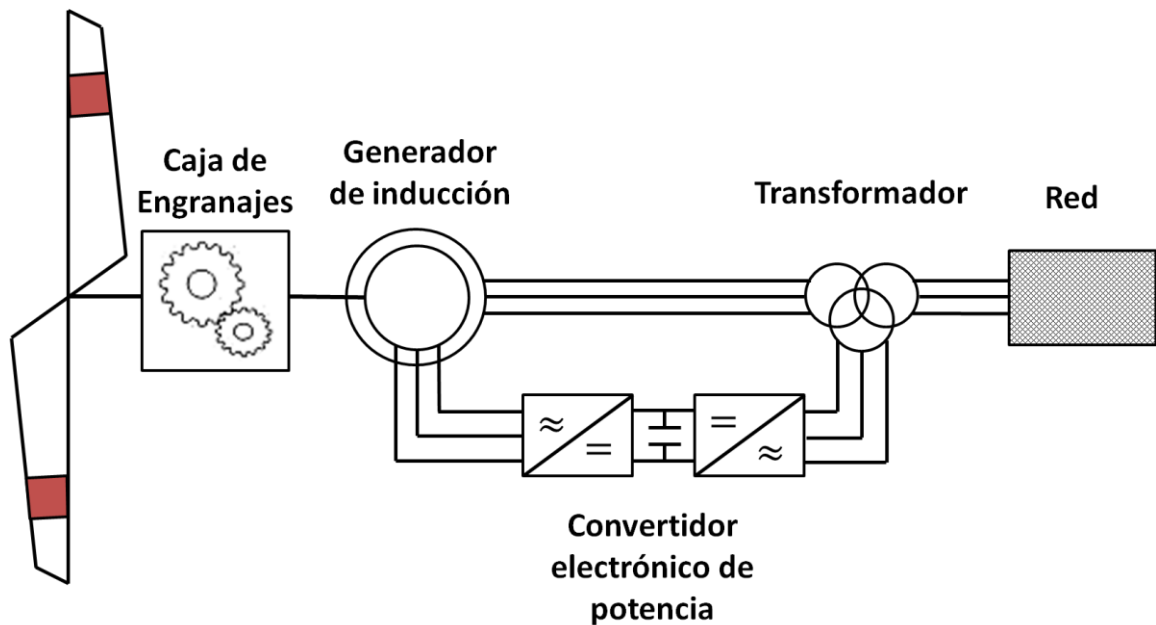


Figura 3.1 Esquema del generador eólico de inducción doblemente alimentado

En esta máquina de velocidad variable, el circuito del estator se conecta directamente a la red, mientras que el circuito del rotor se conecta mediante un convertor.

El generador de inducción doblemente alimentado (DFIG, por sus siglas en inglés *Doubly Fed Induction Generator*) es el tipo de generador más usado en la construcción de parques eólicos, y además el utilizado en este trabajo. Su extensa aplicación se debe a que el costo, tamaño y pérdidas en el convertor son reducidos, dado que sólo una fracción de la potencia nominal pasa a través de él, a diferencia del generador sincrónico de imanes permanentes, en donde la totalidad de la potencia pasa por el convertor y, por lo mismo, su tamaño y costo es mucho mayor.

Por otra parte, los dispositivos de electrónica de potencia permiten reducir las fluctuaciones de tensión en el punto de conexión a la red, obtener energía en un amplio rango de velocidad del viento, mejorar la calidad de la potencia entregada y tener un control independiente de la potencia activa y reactiva inyectada, gracias a la posibilidad de ajustar la velocidad del rotor en función de la velocidad del viento, optimizando la eficiencia aerodinámica mediante el control de seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT, por sus siglas en inglés *Maximum Power Point Tracking*). Estas características representan significativas ventajas con respecto a los generadores de velocidad fija, controlados únicamente mediante la caja de engranajes, y que además consumen potencia reactiva de la red en todo momento para mantener el acople entre el rotor y el estator.

La modelación dinámica del generador se presenta en detalle en el Capítulo 5 de la memoria. Cabe mencionar que la presencia del convertor, permite la implementación de sistemas de

control de respuesta inercial en las máquinas. La modelación del control en el modelo DFIG se incluye también en el Capítulo 5.

3.1.3 Seguimiento del punto de máxima potencia

Gracias a la interfaz de electrónica de potencia mediante la que se conecta el generador a la red, la turbina se puede operar empleando la estrategia de control MPPT. Para una velocidad del viento dada, este sistema ajusta la velocidad del rotor, para llevar la operación al punto en que se puede extraer la mayor potencia de la masa del viento incidente en las aspas.

En la Figura 3.2 [26], se observa una curva de MPPT típica. En azul se muestra la curva de potencia extraída del viento en función de la velocidad de la turbina, para la velocidad de viento indicada. Uniendo los puntos de máxima potencia para cada característica de viento se obtiene la curva de potencia máxima del aerogenerador, mostrada en rojo en la Figura.

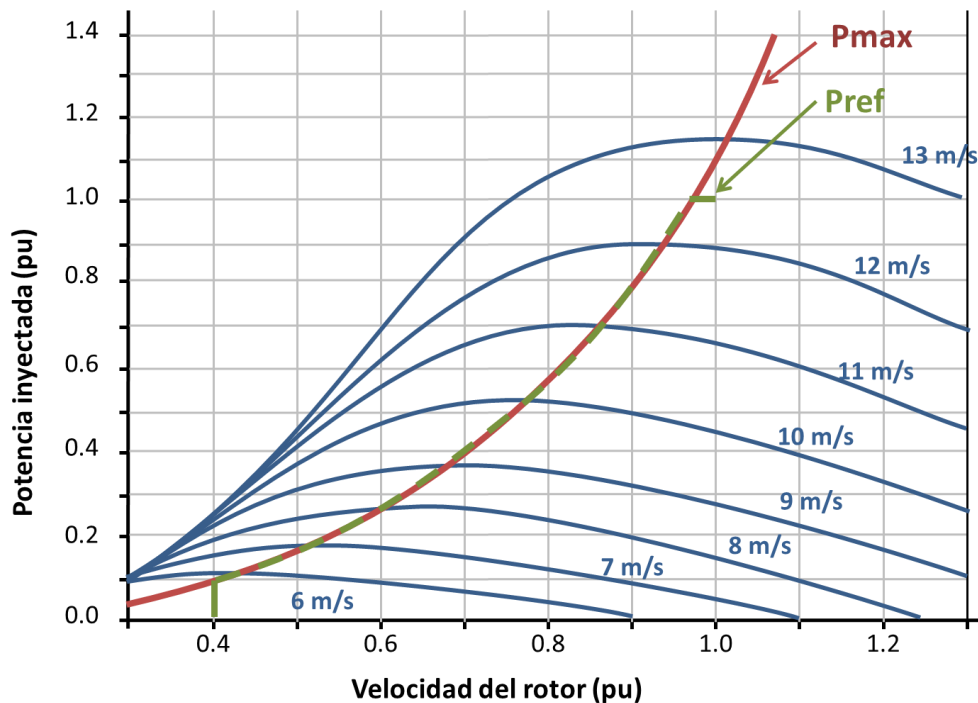


Figura 3.2 Curva típica de MPPT

Dada la característica de potencia de los generadores eólicos respecto a la velocidad del rotor, la operación del MPPT resulta crítica en caso de que se requiera mantener reservas de potencia, ya que esto implicaría operar el generador a una velocidad distinta de la correspondiente al punto de máxima potencia.

3.2 Problemas de inercia asociados a grandes inyecciones de generación eólica

Frente a desbalances de carga que provocan variaciones de frecuencia en la red, se espera que las máquinas en servicio varíen en mayor o menor grado la inyección de potencia activa en función de su inercia. Sin embargo, debido al desacoplamiento que hay entre la velocidad del rotor de las máquinas DFIG y la frecuencia de la red, provocado por la conexión al sistema mediante el convertidor, la potencia activa que ellos inyectan normalmente se mantiene constante durante una perturbación. Así, su contribución a la inercia del sistema es despreciable. Esta característica de los generadores DFIG provoca efectos notorios y probados en el comportamiento dinámico del sistema.

Por otra parte, siempre que la generación eólica desplace en el despacho a centrales sin capacidad de realizar regulación primaria de frecuencia (como ocurre generalmente, al sustituir centrales térmicas caras), el valor de frecuencia de régimen permanente luego de una perturbación no se ve afectado en escenarios de importante penetración eólica, ya que la reserva en giro se mantiene constante. No es así cuando la generación eólica desplaza en el despacho a centrales que son parte del control primario de frecuencia. Sin embargo, durante los primeros segundos de la perturbación, la caída de frecuencia resulta más profunda y pronunciada en estos escenarios. Evidentemente, este fenómeno se debe a la reducción de la inercia del sistema causada por la menor cantidad de centrales convencionales en servicio [7].

Diversos estudios realizados muestran que la desviación de frecuencia del sistema frente a contingencias con desbalances de carga, depende fuertemente de la cantidad de potencia eólica instalada: el Rocof de frecuencia aumenta considerablemente toda vez que la generación eólica desplaza a la convencional, independientemente de la tecnología de la turbina eólica. Sin embargo, el Nadir de frecuencia no cambia con la implementación de turbinas de velocidad fija, mientras que el uso de turbinas DFIG hace que este valor sea considerablemente menor [27].

Para mitigar los impactos de la creciente penetración de generación eólica en la respuesta inercial de los sistemas de potencia modernos, se deben adoptar estrategias para contrarrestar los efectos en la dinámica de frecuencia. Estas pueden ir desde políticas de requerimientos más exigentes de reserva en giro, hasta la implementación de esquemas de control internos para las turbinas eólicas que les permitan “recuperar” su respuesta inercial. Esta necesidad es particularmente crítica en redes pequeñas y aisladas, en donde la inercia del sistema es baja [27]. Distintas estrategias de control en base a electrónica de potencia son presentadas en la siguiente sección.

Para ejemplificar los conceptos presentados, a continuación se presenta el caso del sistema canadiense Hydro-Québec. En [28] se describen las principales características de este sistema, y los problemas más importantes que debe enfrentar con respecto al comportamiento de la respuesta inercial, en particular frente a la creciente penetración eólica prevista para el futuro. El sistema Hydro-Québec tiene una potencia instalada de aproximadamente 42.000 MW, de los cuales alrededor del 95% son hidráulicos. Adicionalmente, el sistema no se encuentra en

sincronía con las redes interconexiones vecinas. Esto lo hace independiente y responsable de su propia regulación de frecuencia, lo cual sumado a su baja inercia en comparación con otras redes en Norteamérica, induce grandes excursiones de frecuencia luego de contingencias, alcanzando desviaciones de hasta 1,5 Hz.

La Figura 3.3 [28] muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema durante y luego de una pérdida significativa de generación.

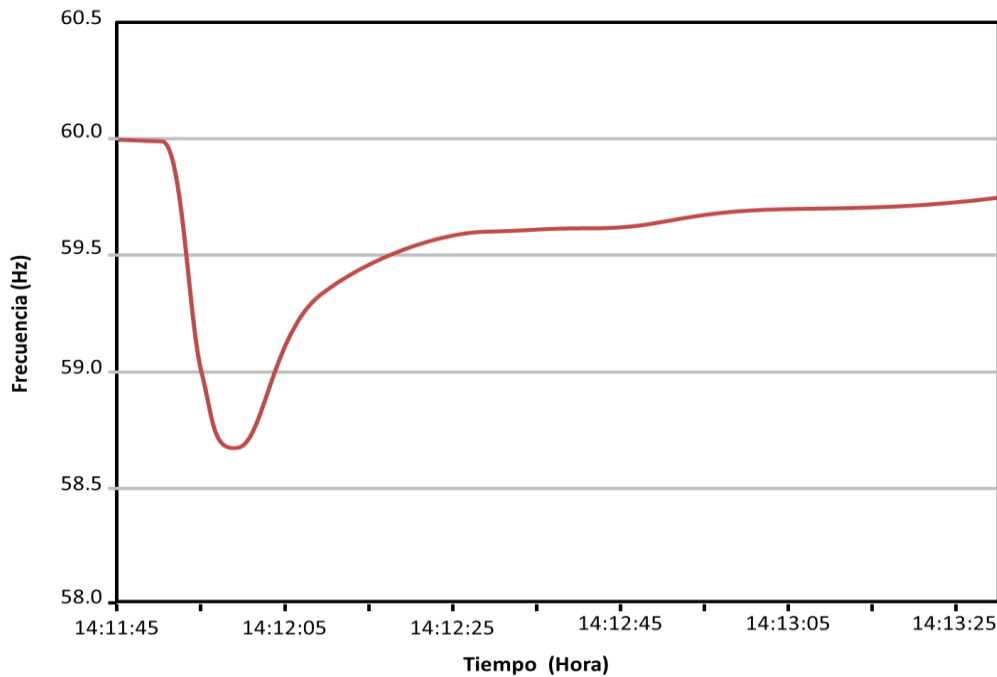


Figura 3.3 Respuesta de la frecuencia del sistema Hydro-Québec frente a una contingencia

Los problemas severos de operación causados por contingencias extremas en el sistema, y la creciente penetración de centrales eólicas, han obligado a los operadores de la red Hydro-Québec a incluir dentro de los requerimientos técnicos del sistema una exigencia para los parques eólicos de potencia instalada mayor a 10 MW. A fin de enfrentar de mejor forma los desbalances de carga, las centrales eólicas deben estar equipadas con un sistema de control de frecuencia, que debiera permanecer continuamente en servicio, pero solo actuar frente a desviaciones mayores de frecuencia, incrementando la inyección de potencia, al menos en la potencia equivalente a la respuesta inercial de un generador convencional de 3,5 [s] de constante de inercia.

3.3 Compensación de los efectos de la generación eólica en la respuesta inercial del sistema [29]

Los métodos de control publicados a la actualidad, pueden clasificarse en tres categorías, según su operación a nivel de: la turbina eólica; el parque eólico; y el sistema completo.

Los esquemas de control del tercer nivel se relacionan con la coordinación de las centrales eólicas con el resto de las centrales para efectos de regulación secundaria de frecuencia. Los del segundo nivel, se enfocan en la gestión de reservas de potencia para el parque eólico, considerando los requerimientos de inyección de potencia y regulación primaria determinados por el operador del sistema. Por lo tanto, los sistemas de control que atañen a este trabajo se encuentran concentrados en el primer nivel de la turbina eólica.

A continuación, se enumeran los principales esquemas de control que compensan la respuesta inercial de los generadores eólicos mediante el control electrónico de la potencia inyectada. Particularmente, estos esquemas se basan en la posibilidad dada por el convertidor de implementar controladores en base a electrónica de potencia. Cada uno de ellos, consiste en la adición de un lazo suplementario de control que modifica la referencia entregada al convertidor, la cual corresponde a la consigna entregada por el MPPT en condiciones normales.

a. Emulación de inercia “oculta”

La razón básica para emular la inercia “oculta” de una turbina eólica, consiste en reducir la máxima tasa de variación de frecuencia, es decir, el Rocof [30].

Los generadores convencionales son capaces de liberar potencia de las masas rotantes de forma natural frente a un desbalance de potencia, a fin de compensar la diferencia. Este comportamiento está regido por la ecuación del *swing*, expresada en términos de potencia mecánica y eléctrica:

$$2H \cdot \omega_m \cdot \frac{d\omega_m}{dt} = P_m - P_e \quad (3.2)$$

Entretanto, los generadores DFIG no reaccionan a los desbalances de potencia del sistema, debido al ya mencionado desacople del rotor con la red. El objetivo de este esquema es “devolver” la inercia natural del rotor de las turbinas eólicas de velocidad variable, imponiendo al convertidor electrónico un aumento en la consigna de potencia inyectada. Este incremento debe ser proporcional a la liberación de energía cinética del rotor debido a la desaceleración del mismo, en un generador convencional de determinada inercia. El objetivo se logra a través un lazo de control (ver Figura 3.4) que modifica la potencia de referencia entregada al convertidor mediante una señal de control de “potencia inercial” dada por:

$$P_{in} = 2H \cdot \omega_{sis} \cdot \frac{d\omega_{sis}}{dt} \quad (3.3)$$

Esta relación conserva el comportamiento dinámico natural del rotor, suponiendo que la potencia adicional por inercia que debe entregar el generador es equivalente al desbalance de potencia expresado en (3.2). La constante de inercia H usada en el lazo de control, puede ser estimada en base a la inercia de las partes rotatorias del aerogenerador, y ω_{sis} corresponde a la frecuencia angular de la red.

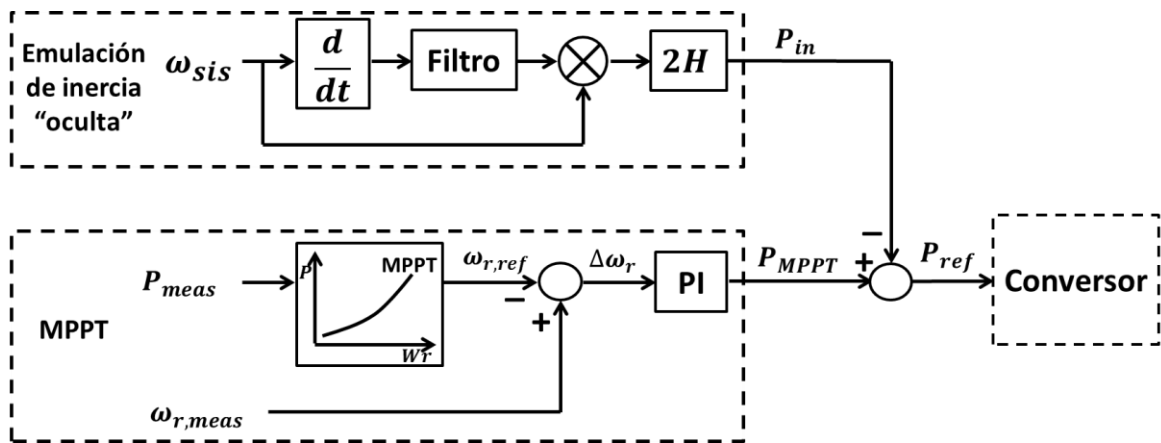


Figura 3.4 Esquema de control por emulación de respuesta inercial “oculta”

Tanto el rango de velocidad rotacional como la cantidad de energía cinética absorbida o liberada, pueden ser más amplios que en un generador convencional, gracias a la capacidad y tasa de toma de carga del convertidor.

La constante de inercia de una turbina eólica es del orden de la que presentan los rotores de las máquinas convencionales. Por lo tanto, la energía cinética del rotor es suficiente para sostener la potencia adicional que debe ser entregada. Por otra parte, si se usa una constante de inercia adecuada, que represente de forma aproximada la inercia real del rotor, la energía cinética del mismo sería suficiente para sostener la potencia adicional que debe ser entregada. Además, la señal de control responde a un comportamiento transitorio y proporcional a la derivada de la frecuencia, su valor es prácticamente nulo en régimen permanente y sólo se modifica los segundos posteriores a una perturbación. Ambas razones determinan que no sea necesario mantener reserva de potencia en el DFIG.

Si bien las relaciones matemáticas planteadas no muestran diferencias entre el comportamiento mecánico natural de un rotor y las modificaciones realizadas al sistema de control, existen condiciones especiales en el funcionamiento del aerogenerador, que pueden provocar comportamientos indeseados. En particular, la pérdida de eficiencia aerodinámica en régimen permanente debida a la variación de la velocidad del rotor, requiere que la sobre-generación de potencia sea seguida de un período de sub-generación, que permita restituir la velocidad del rotor. Si las variaciones necesarias para mantener la eficiencia aerodinámica de la máquina no coinciden con el comportamiento de la señal de control (que depende de la frecuencia del sistema), la pérdida de eficiencia puede llegar a ser crítica para el desempeño del sistema.

b. Emulación de “reserva de respuesta rápida”

En este caso, la señal de potencia que modifica la consigna del convertidor corresponde a un valor constante, equivalente a un porcentaje de la potencia nominal durante un tiempo determinado. El

El sistema eólico es capaz de entregar esta potencia P_{const} por cierta cantidad de tiempo t , dependiendo de la constante de inercia de corto plazo J , según la siguiente ecuación:

$$P_{const}t = \frac{1}{2}J\omega_{r0}^2 - \frac{1}{2}J\omega_{rt}^2 \quad (3.4)$$

En donde ω_{r0} y ω_{rt} , son la velocidad del rotor inicial y en el instante t , respectivamente. La ecuación no hace más que representar la diferencia entre la energía cinética inicial y final del rotor, que corresponde al trabajo mecánico que es aprovechado por el convertidor para inyectar potencia P_{const} a la red, durante un tiempo t . Estos últimos dos valores son determinados en base a las posibilidades del sistema eólico de entregar más potencia, de acuerdo al modelo de eficiencia aerodinámica principalmente.

El esquema del sistema de control se muestra en la Figura 3.5.

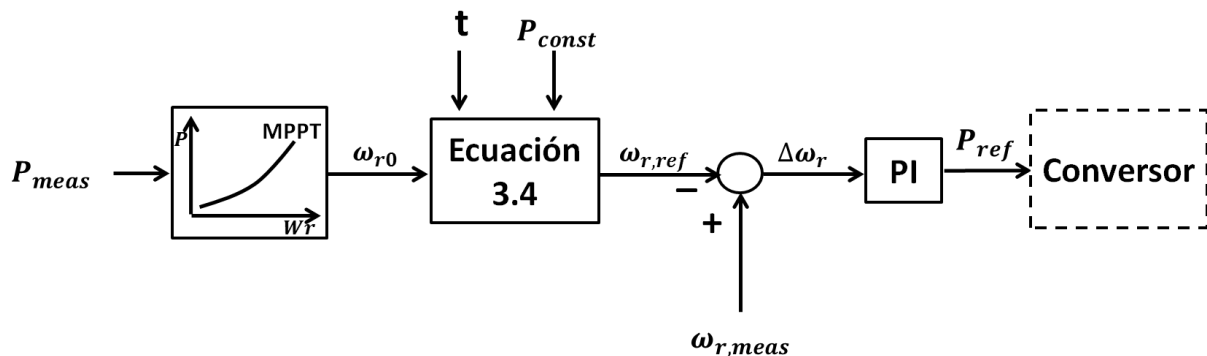


Figura 3.5 Esquema de control de “reserva de respuesta rápida”

En el diagrama, se muestra la variación de la velocidad del rotor consignada por el esquema MPPT, a partir de la ecuación entregada y los parámetros P_{const} y t definidos previamente. Esta señal modificada de velocidad del rotor redonda directamente en la variación de la consigna de potencia entregada al convertidor para la inyección a la red.

En términos generales, este esquema de control es equivalente al esquema de “emulación de inercia oculta”, dado que incrementa mediante control del convertidor la potencia inyectada a la red durante un tiempo determinado. La única diferencia consiste en que el valor de la potencia adicional es constante, y el tiempo durante el cual es aplicada esta señal responde a las posibilidades del sistema eólico de inyectar más potencia que la despachada, y no al comportamiento del sistema eléctrico completo. Este sistema actúa inmediatamente y es capaz de compensar desbalances de potencia durante los primeros segundos post-contingencia, mientras otros generadores más lentos no son capaces de actuar.

Dado que la señal de control responde a un comportamiento transitorio, su valor es nulo en régimen permanente y sólo se modifica los segundos posteriores a una perturbación. Esto implica que no es necesario mantener reserva de potencia en el DFIG.

c. Control droop-deloaded

Una estrategia que afecta directamente el Nadir de frecuencia corresponde al control *droop*, puesto que introduce una señal de control proporcional a la desviación de frecuencia. Sin embargo, dado que la desviación de frecuencia tiene un valor de régimen permanente distinto de cero, si este tipo de control no se implementa complementado con una operación *deloaded* (es decir, manteniendo reservas de potencia), genera una segunda caída de frecuencia debido a la fase de recuperación del punto de eficiencia provocada por la variación en la velocidad del rotor.

En este esquema, representado en la Figura 3.6, la señal de control está dada por la ecuación mostrada a continuación, provocando un cambio en la potencia de salida proporcional a la desviación de frecuencia:

$$\Delta P = -\frac{f_{medida} - f_{nominal}}{R_{WT}} = -\frac{\Delta f}{R_{WT}} \quad (3.5)$$

En donde R_{WT} corresponde a la constante de estatismo o ajuste de velocidad. Este valor es equivalente al asignado a los generadores convencionales para realizar la regulación primaria de frecuencia. Normalmente se define en torno al 5%, dependiendo de la normativa correspondiente.

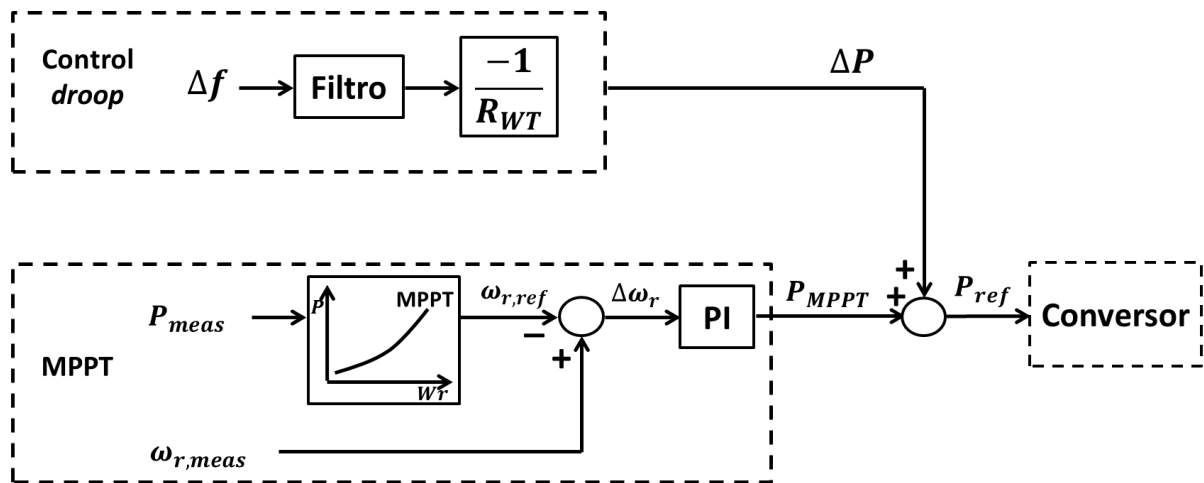


Figura 3.6 Esquema de control *droop*

Este método se lleva a cabo a través un lazo de control que modifica la potencia de referencia entregada desde el esquema MPPT al convertidor mediante una señal de control de “potencia *droop*” ΔP , proporcional a la desviación de frecuencia.

Dada la operación del esquema MPPT, si la potencia de salida aumenta de forma permanente, esta diferencia es absorbida por la energía cinética del rotor, lo cual no solo hace imposible entregar más potencia, sino que reduce la potencia que se puede generar, pues se desplaza en la curva de potencia a un punto distinto del determinado por el MPPT. Es por esto que para la

operación del control *droop* es necesario tener un sistema de reserva de potencia para el generador.

La reserva de potencia puede ser provista por un esquema de control *deloaded*, el cual determina que los aerogeneradores operen en un punto bajo el de máxima potencia, como se muestra en la Figura 3.7, operando la turbina a una velocidad rotacional mayor (*overspeeding*) o menor (*underspeeding*) que la asociada a la máxima potencia. También se puede reducir la potencia extraída del viento controlando el ángulo de las aspas (*Pitch control*), pero este sistema, al involucrar componentes mecánicas, tiene tiempos de respuesta más lentos.

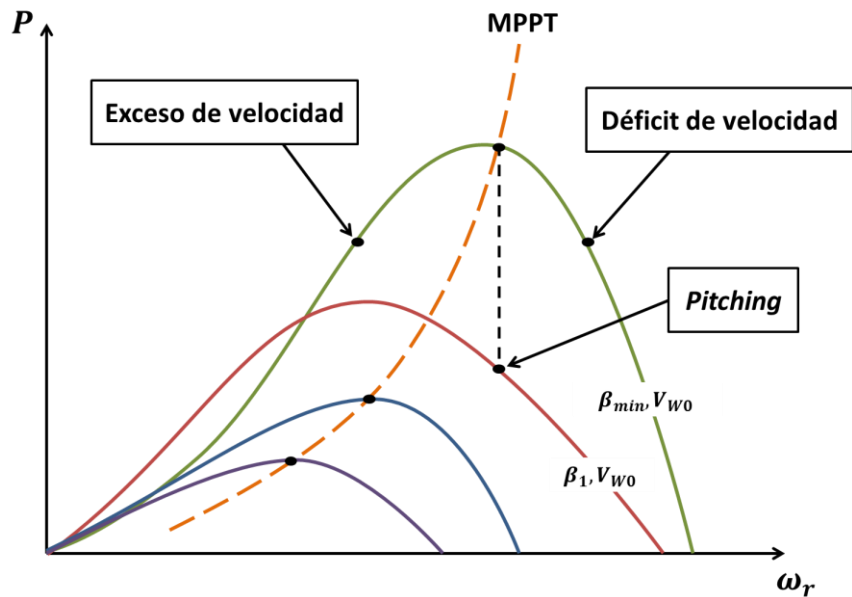


Figura 3.7 Curva de potencia para el control *deloaded*

El control *deloaded* operado en la alternativa en exceso de velocidad (pues es preferible en términos de estabilidad de pequeña señal) se implementa modificando la definición del esquema MPPT, y se integra con el control *droop*, en base al esquema mostrado en la Figura 3.8.

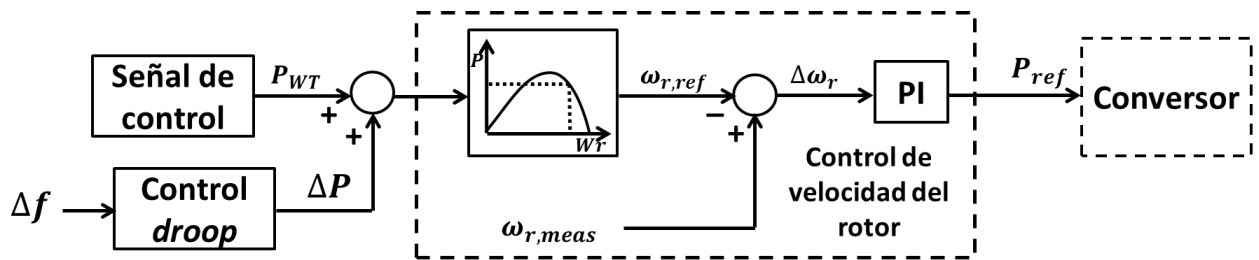


Figura 3.8 Integración de los esquemas de control *droop* y *deloaded*

La diferencia transitoria de potencia ΔP es entregada por el control *droop* al esquema MPPT, que integra esta señal con la operación *deloaded* de régimen permanente, entregando finalmente, la potencia de referencia al convertidor.

d. Discusión

Mientras que los sistemas de control inercial (a y b) entregan una señal de “potencia inercial”, que reduce la tasa de variación de frecuencia durante un proceso transitorio, el control *droop-deloaded* (c) corresponde a una estrategia de control primario de frecuencia, donde se mantienen reservas en los generadores eólicos. No obstante, gracias a la rapidez con que puede actuar el convertidor, los dos últimos son útiles para mejorar la respuesta inercial de los generadores eólicos, sobre todo en la reducción del Nadir de frecuencia. El control *deloaded* reduce además, el error en régimen permanente de la regulación primaria de frecuencia, gracias a que provee al sistema de reserva de potencia activa. Por lo tanto, para mantener los índices de desempeño en valores apropiados, se deben aplicar a la vez estrategias de control inercial y *droop-deloaded*.

Los esquemas de control inercial revisados no son estrictamente equivalentes a la respuesta inercial de los generadores sincrónicos convencionales, ya que estos involucran el comportamiento del ángulo del rotor de la máquina, además del incremento de potencia activa inyectada. No obstante, estudios realizados con esquemas de control similares, han dado resultados satisfactorios en la respuesta de ciertas redes frente a inyecciones de energía eólica a gran escala [7] [28]. Sin embargo, su implementación trae consigo problemáticas adicionales en la operación de la red en general y del generador en particular.

En primer lugar, la aplicación real de la respuesta inercial artificial entregada por los DFIG podría estar limitada por restricciones operacionales, tales como límites de corriente. En esta memoria, se supone que esos límites no son alcanzados, pero en la práctica este problema podría requerir modificaciones en el diseño del generador, en particular la fracción de la potencia que es inyectada a la red a través del convertidor [27].

Por otra parte, cabe mencionar que la extracción de energía cinética del rotor para inyectar potencia a la red a modo de respuesta inercial, implica la variación del punto de operación de la turbina ya que su velocidad es modificada.

Suponiendo que la velocidad del viento es constante para la ventana de tiempo estudiada, esto deriva en una reducción de la potencia eléctrica inyectable producto del desplazamiento a través de la curva de potencia presentada en la Figura 3.9. Después de la falla, la restitución de la operación al punto de máxima potencia (velocidad inicial del rotor) demandará un consumo de potencia activa desde la red, que puede provocar una nueva caída de frecuencia del sistema si todas las centrales eólicas retornan a la operación normal simultáneamente. Esta nueva desviación podría ser incluso más profunda que la primera excursión de frecuencia. Estos efectos de la fase de recuperación se podrían mitigar desactivando escalonadamente los esquemas de control dentro de una misma central eólica, separando los parques eólicos en bloques de aerogeneradores para que inicien su fase de recuperación en instantes distintos. El retraso en el instante en que comienza la fase de recuperación de cada bloque de generadores permite que la regulación primaria del sistema pueda compensar de mejor forma los desbalances de potencia asociados a la fase de recuperación, al hacerlo gradualmente [27] [28].

Este comportamiento particular de segunda caída de frecuencia, se puede apreciar en la siguiente gráfica [28], que muestra los resultados de un estudio del impacto de la emulación de inercia en generadores eólicos en el sistema de transmisión Hydro-Québec. El esquema de compensación utilizado en este caso corresponde a un control *droop* sin reservas de potencia.

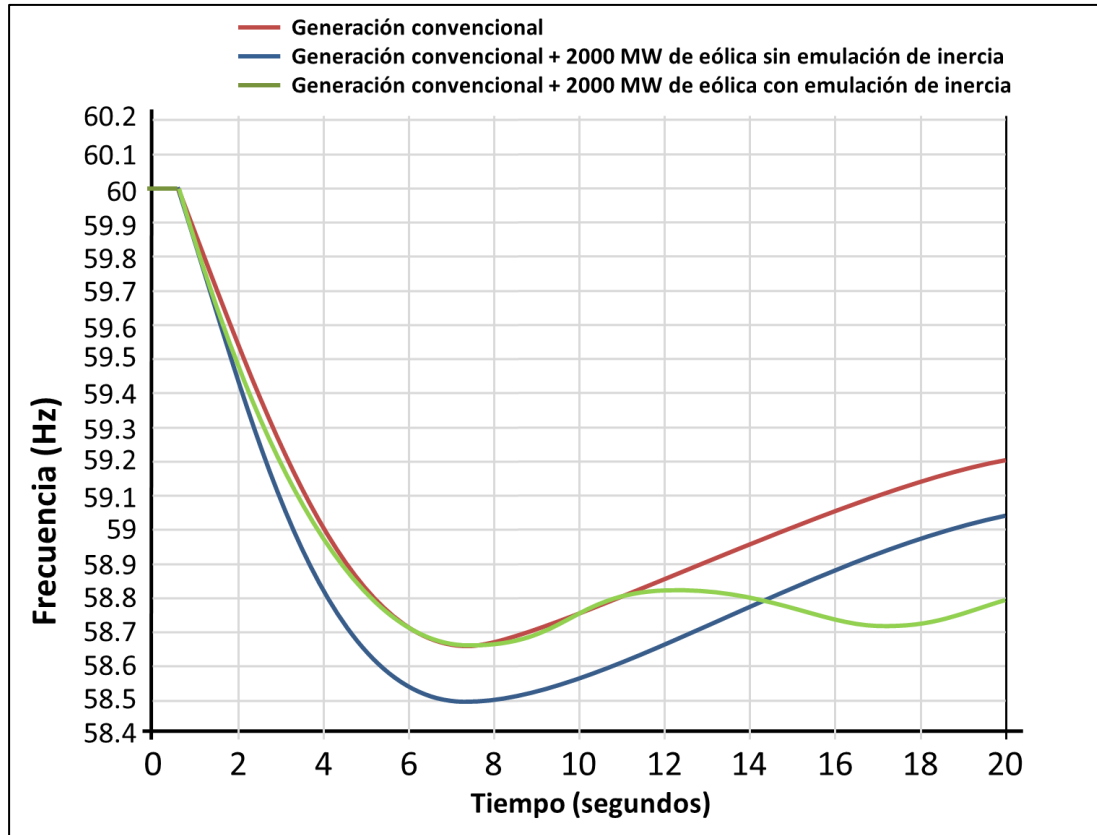


Figura 3.9 Representación de los efectos de la fase de recuperación en el estudio de impacto de emulación de inercia en el sistema Hydro-Québec

e. Selección de la estrategia

Dados los alcances y objetivos planteados para esta memoria, los esquemas de control a tomarse en cuenta corresponden a los de control inercial, dada su relación directa con el problema propuesto.

Ambos sistemas de control de respuesta inercial permiten reducir el Rocof de frecuencia del sistema frente a una perturbación, suministrando potencia de manera rápida en la ventana de tiempo de la respuesta inercial, y mejorando las condiciones para que la reserva en giro logre estabilizar la frecuencia en un nuevo valor de régimen permanente.

Si bien ambos esquemas de control inercial son genéricamente equivalentes, pues modifican la señal de potencia entregada al convertidor, la definición de esta señal de potencia presenta las diferencias entre ambos. Mientras la “emulación de inercia oculta” responde al comportamiento mecánico natural de un rotor en función de la frecuencia del sistema, la “reserva de respuesta

rápida” entrega una señal de potencia fija por un tiempo determinado, en base a parámetros específicos de eficiencia de cada generador. Por lo mismo, no puede ser implementado de forma uniforme a todos los parques eólicos del sistema, lo cual dificulta la realización de estudios dinámicos desde un punto de vista sistémico. Por lo tanto, el esquema de control seleccionado para ser implementado en los modelos dinámicos corresponde a la “**emulación de inercia oculta**”, debido a la mencionada relación directa que tiene con la respuesta inercial del sistema y su simplicidad conceptual, que permite un análisis más preciso de los efectos que origina en el comportamiento del sistema.

4. Metodología

La siguiente Figura muestra el diagrama de flujo correspondiente a la metodología seguida en este trabajo. En los siguientes párrafos se detalla cada etapa.

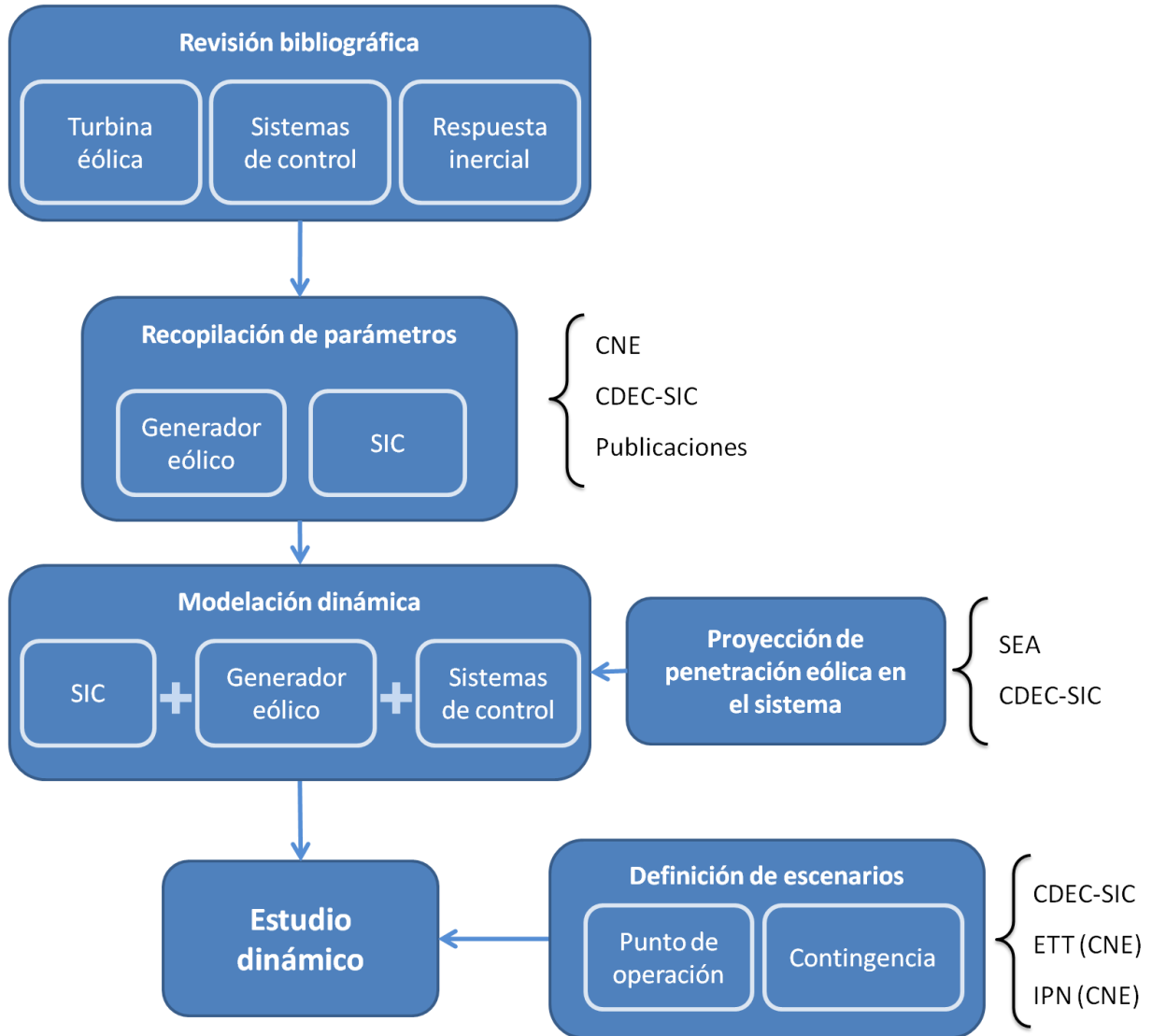


Figura 4.1 Diagrama de bloques de la metodología

4.1 Revisión bibliográfica

En esta etapa inicial, se investiga en diversas fuentes para obtener información sobre los modelos representativos y características de los generadores eólicos, junto con sus respectivos equipos anexos, en particular los convertidores. Además, se obtienen referencias en cuanto a las estrategias de control que emulan la respuesta inercial en aerogeneradores. También se recopila información sobre la respuesta inercial en sistemas hidro-térmicos.

4.2 Recopilación de parámetros

Para lograr resultados representativos de un escenario real, se obtiene información sobre los parámetros de cada uno de los elementos del sistema a simular. Para el modelo simplificado del SIC, se consideran centrales generadoras, el sistema de transmisión y centros de consumo, además de incluir el programa de obras proyectado para el SIC según lo informado en los informes de fijación de precios de nudo y los informes de expansión del sistema de transmisión troncal. También se recopila información sobre los parámetros característicos de las centrales eólicas basadas en generadores DFIG, a fin de realizar una modelación correcta de los generadores eólicos y sus sistemas de control.

4.3 Modelación dinámica

Esta etapa comprende la implementación del modelo del sistema de potencia en el programa computacional a utilizar, con el objetivo de estudiar el impacto de la generación eólica a gran escala en el comportamiento dinámico del sistema. Puntualmente, se implementa un modelo simplificado del SIC proyectado al año 2019 en la herramienta de simulación de sistemas de potencia *Digsilent Power Factory 15.0.1*. El modelo base corresponde al actualizado al 2019 por Felipe Salinas en [31], incorporando todas las centrales ya existentes y las previstas en el plan de obras de la Comisión Nacional de Energía (CNE) para el año de estudio [32] [33]. La nueva obra de interconexión con el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) no se incluye en el modelo utilizado para este trabajo, puesto que no se considera factible su ejecución para el año de estudio. Por otra parte, para el 2019 están consideradas las obras de transmisión en 500 kV entre Cardones y Polpaico, las cuales son necesarias para flexibilizar la inyección de energía eólica en el polo de generación de la cuarta región.

Además de determinadas modificaciones realizadas en la topología del modelo base, a partir de las últimas novedades importantes para el sistema de transmisión, se incluyen las centrales eólicas consideradas en los escenarios de penetración eólica, los modelos de generador eólico y el sistema de control inercial seleccionado.

4.4 Proyección de penetración eólica en el sistema

Esta etapa consiste en la determinación de distintos grados de penetración eólica en el sistema, dependiendo de perspectivas técnico-económicas de los proyectos, a partir de la información disponible para ello.

Al mes de febrero del 2014, la capacidad instalada del SIC alcanza los 14.133,6 MW, correspondientes a un 55,4% de origen térmico y un 42,2% de origen hídrico. Además, de la capacidad total, 326 MW corresponden a centrales eólicas en operación [3]. Para los próximos años, se prevé una penetración importante de centrales eólicas al sistema. De hecho, desde el 2007, se han ingresado al sistema de evaluación ambiental proyectos de parques eólicos cuya

capacidad agregada supera los 5 GW de potencia. Al mes de abril del 2014, se encuentran 4.345,19 MW aprobados y 1.203,45 MW en proceso de calificación [4].

La incertidumbre que esta situación introduce en el estudio, se puede acotar mediante la proyección de escenarios de penetración, de acuerdo a la información sobre la presentación de proyectos de parques eólicos futuros correspondientes a iniciativas privadas, obtenida desde:

- Servicio de evaluación ambiental (SEA).
- Proyectos informados al Centro de despacho económico de carga del Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC).

Inicialmente se definen dos escenarios: un escenario base, con nula inyección de energía eólica; y un escenario de alta penetración, denominado “ventoso”, que supone la operación de todos los parques aprobados por el SEA a un 75% de su capacidad instalada. Además, se debe considerar la ubicación geográfica de cada uno de los proyectos, para incorporar adecuadamente los parques tomando en cuenta el modelo del sistema completo proyectado al 2019.

La potencia instalada agregada de los 43 parques considerados en el estudio, alcanza los 4.243,2 MW. Sin embargo, para una aplicación uniforme del modelo seleccionado de aerogenerador (DFIG de 2 MW), se ajusta la potencia instalada de cada para que todos los valores sean múltiplos enteros de 2. Así, cada parque queda modelado por un número determinado de aerogeneradores en paralelo del tipo DFIG de 2 MW, con el mismo modelo dinámico para todos. De este modo, la potencia eólica total generada en el escenario ventoso (con cada generador operando a un 75% de su capacidad) llega a 3.181,5 MW.

Una particularidad de la penetración eólica prevista para el SIC, corresponde a la fuerte concentración geográfica de los proyectos en evaluación, principalmente en 3 zonas bastante claras:

- La costa de la cuarta región, con un total de 2.608 MW.
- La costa y el interior de la octava región, con un total de 908 MW.
- El archipiélago de Chiloé, con un total de 446 MW.

En el Anexo E: se detallan los parques considerados en los escenarios de simulación, a partir de la proyección eólica realizada, con sus respectivas potencias máximas y el punto de conexión al sistema (considerando el modelo reducido del SIC). En la Figura 4.2 se presenta un diagrama simplificado del SIC, en donde se puede apreciar la ubicación y el punto de conexión de cada uno de los parques considerados con sus respectivas capacidades instaladas.

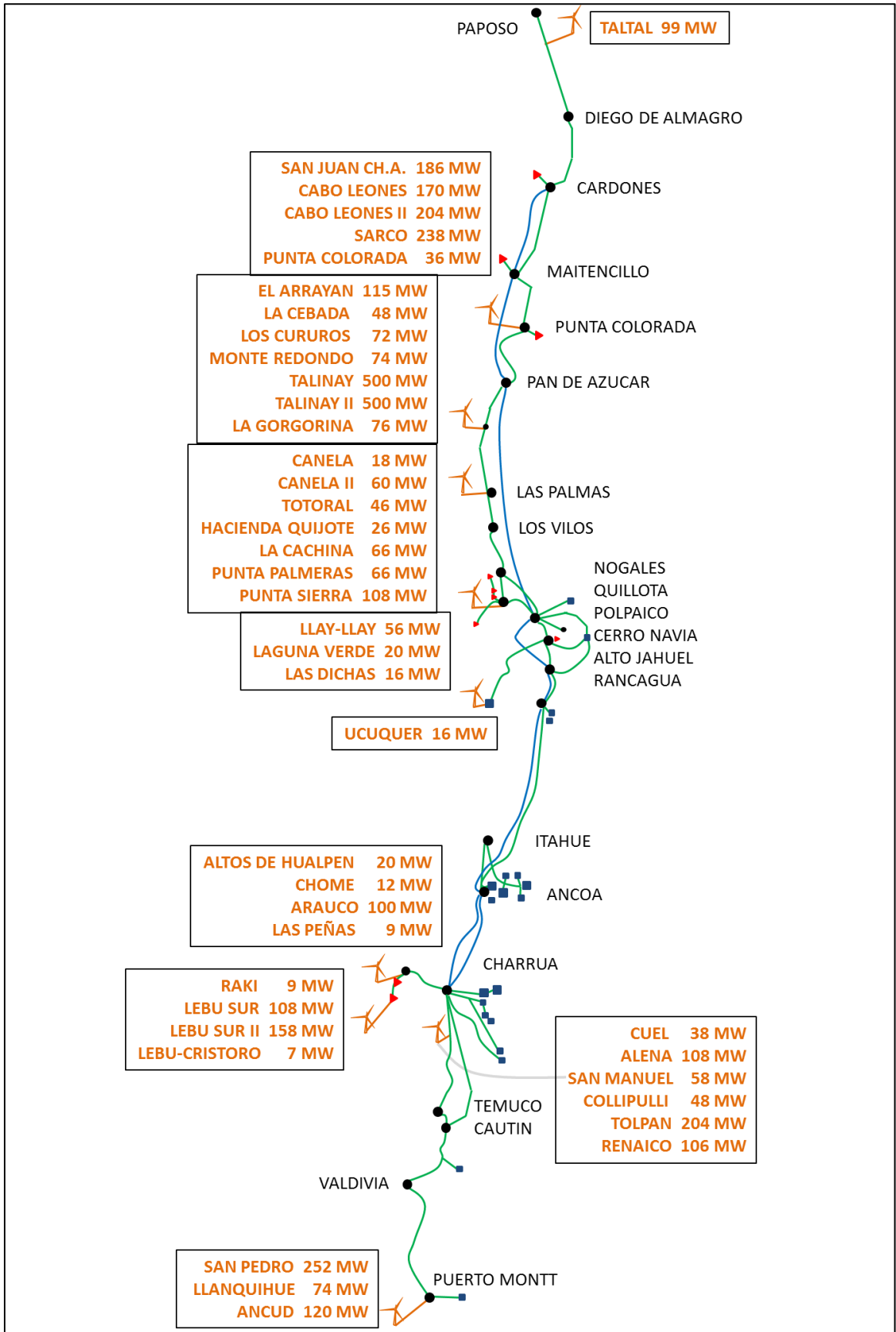


Figura 4.2 Diagrama simplificado del SIC con la conexión de los parques eólicos considerados en el estudio

4.5 Definición de los casos de estudio

Como es usual en estudios dinámicos, dado el alto costo de realizar simulaciones para cada una de las condiciones de operación y contingencias posibles del sistema, el análisis dinámico toma en cuenta contingencias críticas en ciertas condiciones de operación (hidrología, tamaño de la demanda, participación térmica e hidráulica en la generación, porcentaje de generación convencional, cantidad de máquinas en servicio) que tienden a representar el peor caso.

Punto de operación:

Dado que el estudio busca evaluar el comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema frente a grandes perturbaciones, se debe considerar la reserva en giro con que cuenta el sistema para enfrentar la contingencia, la cantidad e inercia de las máquinas en servicio y las tecnologías asociadas al despacho económico de cada hora del año, para seleccionar un punto de operación que represente el peor escenario. Los tres elementos anteriores, deben tomar en cuenta el tamaño de la demanda total del sistema que debe ser satisfecha por los distintos tipos de generación.

Naturalmente, un punto de operación de baja demanda corresponde a un caso crítico, ya que requiere una menor cantidad de centrales convencionales en servicio para satisfacer los consumos. Esto redundaría en que el sistema tenga una inercia reducida, debido a que es menor el número de centrales que asumen los desbalances de carga extrayendo energía cinética de sus rotores. Por otra parte, considerando una potencia eólica disponible dada, el porcentaje de penetración en el sistema es mayor y más crítico frente a un nivel de generación convencional bajo.

La demanda utilizada en todos los casos de estudio se obtiene ponderando la demanda horaria mínima del sistema durante el año 2013 por el porcentaje de crecimiento de la demanda al 2019. Los valores de demanda horaria del SIC son estimados a partir del registro histórico de la demanda del SIC en el año 2013, mientras que el porcentaje de crecimiento de la demanda es obtenido del Informe técnico de fijación de precios de nudo de abril del 2014, publicado por la Comisión Nacional de Energía [34] [33].

Por otra parte, las particularidades del sistema en estudio, asociadas a su matriz hidro-térmica, determinan que la característica del escenario hidrológico proyectado (que establece la cantidad de agua disponible para generar electricidad) redundaría directamente en el tipo de centrales convencionales que asumen la mayor parte de la generación en cada uno, hidráulicas y térmicas, respectivamente. Con el objetivo de realizar la comparación entre la respuesta dinámica de cada tipo de centrales convencionales, y su interacción con la generación eólica, se definen dos escenarios hidrológicos: “húmedo” y “seco”. Estos escenarios, son combinados a su vez con los dos escenarios de penetración eólica: base y ventoso.

En resumen, la combinación de escenarios hidrológicos y de penetración eólica, define cuatro escenarios de operación, representados esquemáticamente en la Figura siguiente:

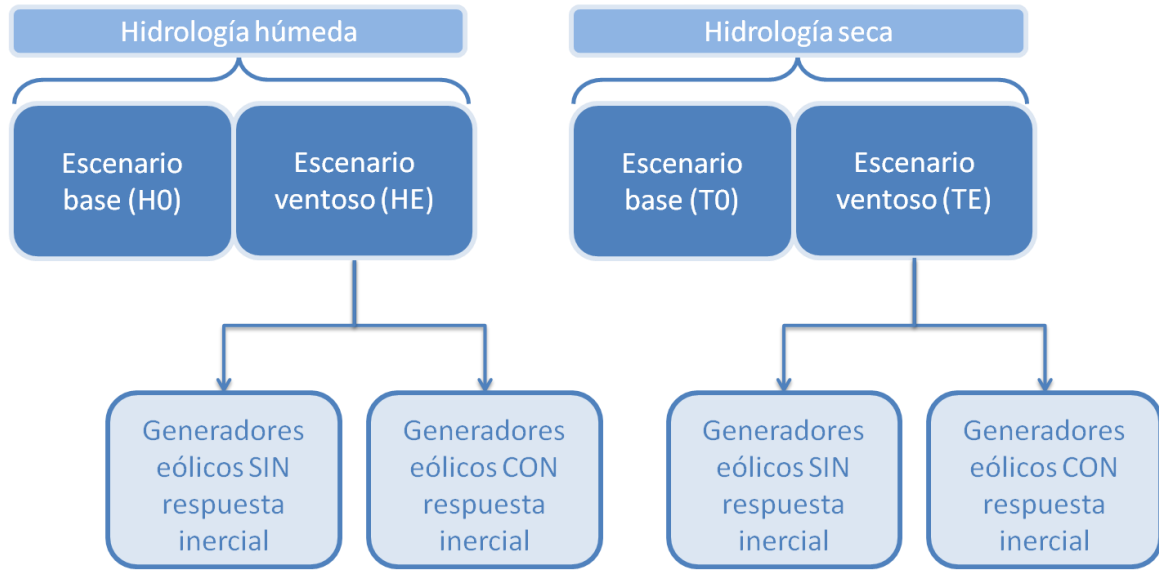


Figura 4.3 Escenarios de estudio

El estudio considera simulaciones dinámicas para cada escenario proyectado. Adicionalmente, para cada escenario ventoso, se definen dos casos de estudio: tomando en cuenta la operación del sistema de control que proporciona respuesta inercial a los generadores eólicos y deshabilitando su operación, a fin de caracterizar los beneficios de operar con esta estrategia de control.

Considerando la complejidad que se presenta en el despacho económico de un sistema hidrotérmico, los puntos de operación son determinados tomando como referencia los resultados de la simulación de un modelo de programación de largo plazo (PLP) utilizado en el CDEC-SIC para la revisión anual del Estudio de Transmisión Troncal del 2013 [35] (ver Anexo C:). Los resultados seleccionados para el despacho de los escenarios base (H0 y T0) se refieren a la etapa del PLP de menor demanda del mes de mayo del año 2019, obtenidos para las dos hidrologías extremas, denominadas “húmeda” y “seca”. La generación de cada central convencional para los escenarios HE y TE es determinada a partir del escenario base correspondiente, y la salida de centrales convencionales de acuerdo a los costos variables y de oportunidad determinados en el PLP, considerando que las centrales eólicas tienen un costo variable prácticamente nulo [36].

La demanda del sistema, la potencia generada por tecnología, y sus respectivos porcentajes se muestran en la siguiente tabla, para cada escenario en estudio:

Tabla 4.1 Detalle del tipo de generación por escenario en MW

Tipo de central	Generación [MW]			
	Escenario H0	Escenario HE	Escenario T0	Escenario TE
Hidráulica	3903	1794	1906	717
Térmica	2019	789	3931	1970
Eólica	0	3182	0	3182
Demanda [MW]	5694	5694	5694	5694
Constante de inercia promedio, H [s]	3,849	2,363	4,274	2,633

Tabla 4.2 Detalle del tipo de generación por escenario en porcentajes

Tipo de central	Porcentaje de generación			
	Escenario H0	Escenario HE	Escenario T0	Escenario TE
Hidráulica	66%	31%	33%	12%
Térmica	34%	14%	67%	34%
Eólica	0%	55%	0%	54%

En el Anexo F: se presenta el detalle del despacho de cada escenario.

Contingencia:

La contingencia a seleccionar corresponde a la perturbación que se simula para evaluar la respuesta inercial del sistema modelado en los diferentes escenarios. Debido a que se pretende evaluar el desempeño del sistema respecto a la estabilidad de frecuencia, es razonable escoger la salida intempestiva de la unidad generadora más grande en operación. La condición crítica de esta circunstancia radica en que es la contingencia simple que provoca el mayor desbalance de potencia activa en la red.

La central seleccionada en este caso, corresponde a “Santa María” (despachada con 335 MW de potencia en todos los escenarios), una de las centrales a carbón de mayor potencia nominal, y cuyo costo variable reducido da lugar a que esté en servicio en todos los escenarios. Esto permite que los 4 escenarios (2 de hidrología húmeda y 2 de hidrología seca) sean comparables en cuanto a su comportamiento dinámico.

4.6 Estudio dinámico

Para cada escenario propuesto, se realiza la simulación del sistema en el software Digsilent, usando simulaciones RMS. En cada caso de estudio se analiza el comportamiento del sistema para una ventana de tiempo de 30 segundos, activando la contingencia determinada en el instante $t = 1$ [s].

Luego, a partir de los resultados obtenidos, se procede a elaborar el análisis correspondiente del comportamiento dinámico de la frecuencia del sistema, poniendo énfasis en la respuesta inercial, y comparando cada caso de estudio según su caracterización mediante índices de desempeño. Los índices de seguridad típicos, evaluados gráficamente en este estudio a partir de la evolución de la frecuencia en cada caso, son el Nadir (menor valor de frecuencia alcanzado) y el Rocof (pendiente media de la frecuencia durante los primeros 2 segundos luego de la perturbación, para este estudio).

La condición crítica en la operación del sistema, provocada por la desviación de frecuencia debida a la perturbación, está representada por la activación del primer escalón de EDAC definido para el SIC, que corresponde al umbral de frecuencia absoluta de 48,9 Hz [37] (ver Anexo D:).

Adicionalmente, con el objetivo de comprar la respuesta dinámica de los distintos escenarios con sus respectivos casos base, se calculan los siguientes índices:

Máxima excursión de frecuencia (Δf_{max}):

$$\Delta f_{max} = f_{min} - f_{nominal} [Hz] \quad (4.1)$$

Porcentaje de variación del Rocof (R) con respecto al escenario base ($\Delta_{\%}[R]$):

$$\Delta_{\%}[R] = \frac{|R| - |R_{base}|}{|R_{base}|} \times 100\% \quad (4.2)$$

Porcentaje de variación de Δf_{max} con respecto al escenario base ($\Delta_{\%}[\Delta f_{max}]$):

$$\Delta_{\%}[\Delta f_{max}] = \frac{|\Delta f_{max}| - |\Delta f_{max_base}|}{|\Delta f_{max_base}|} \times 100\% \quad (4.3)$$

5. Modelación dinámica

A continuación se presenta el modelo genérico de la máquina DFIG. Posteriormente, se detalla la representación incluida en las librerías de Digsilent, a la cual se realizaron las modificaciones necesarias para implementar la emulación de respuesta inercial en los DFIG, también descritas en este capítulo. Finalmente, se exponen los procedimientos realizados para incorporar los generadores en el modelo del SIC.

5.1 Modelo genérico del generador eólico DFIG

El generador de inducción doblemente alimentado corresponda básicamente a una máquina de inducción configurada en el esquema característico de los DFIG. Su modelación dinámica se puede realizar dividiendo las partes del aerogenerador en bloques interrelacionados, de acuerdo a los elementos que intervienen en cada parte y el tipo de comportamiento (mecánico, eléctrico, aerodinámico, etc.) que debe ser descrito. Los elementos del generador involucrados en cada bloque se muestran en la Figura 5.1, a la vez que en la Figura 5.2 [36] se presenta el diagrama que explica la conexión entre cada bloque del modelo.

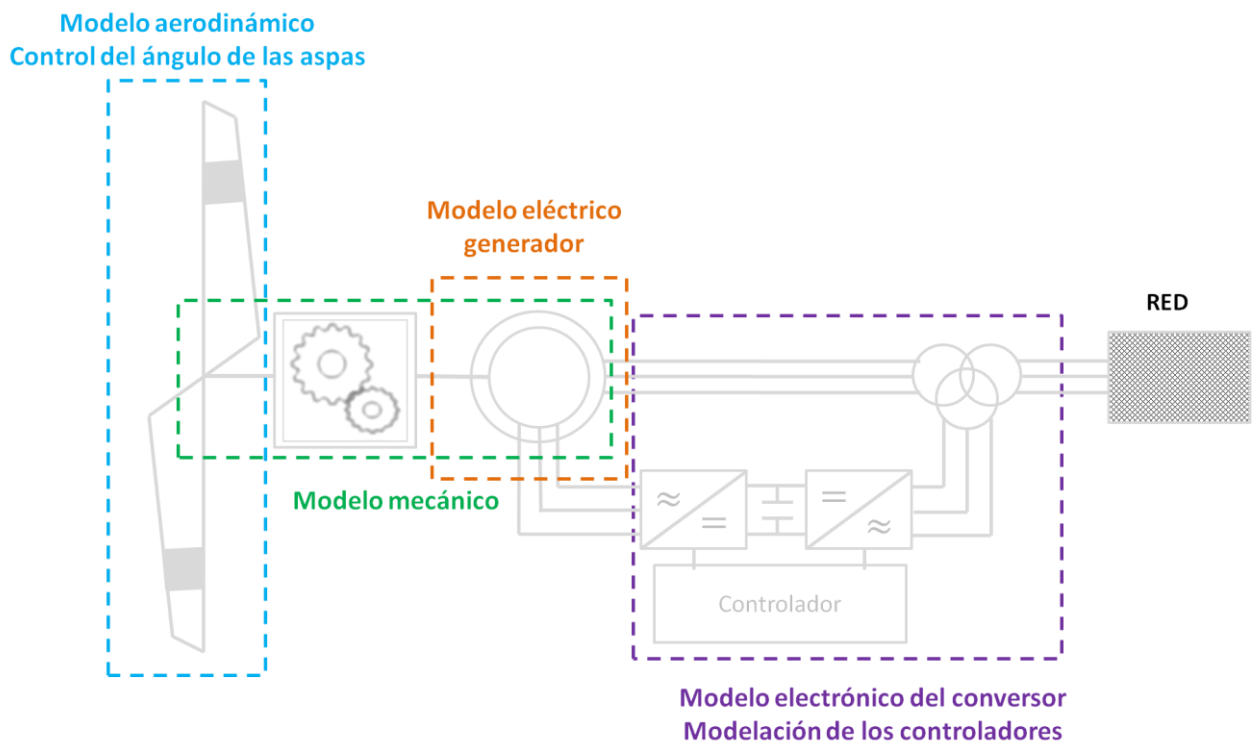


Figura 5.1 Elementos involucrados en los modelos dinámicos del DFIG

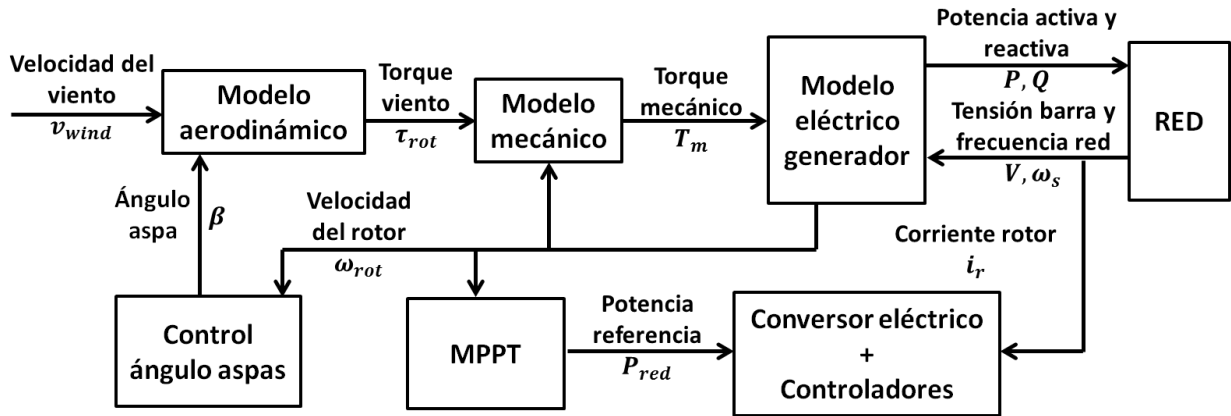


Figura 5.2 Diagrama de bloques genérico del modelo dinámico DFIG

5.1.1 Modelo aerodinámico

La potencia mecánica obtenida del viento se rige por las siguientes ecuaciones (sección 3.1.1):

$$P_{wind} = \frac{1}{2} \cdot \rho \pi R^2 v_{wind}^3 \quad (5.1)$$

$$P_{tur} = P_{wind} \cdot C_p(\lambda, \beta) \quad (5.2)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{tur} \cdot R}{v} \quad (5.3)$$

El significado de cada una de las variables es presentado en la tabla a continuación:

Tabla 5.1 Significado de las variables definidas para el modelo aerodinámico de la turbina eólica

Variable	Significado
P_{wind}	Potencia del viento por energía cinética [W]
P_{tur}	Potencia mecánica extraída del viento [W]
ρ	Densidad del aire [kg/m ³]
R	Radio del área barrida por las aspas [m]
v_{wind}	Velocidad del viento [m/s]
C_p	Constante de potencia de la turbina
λ	Constante de proporcionalidad entre la velocidad de las aspas y la potencia extraída del viento
β	Ángulo de las aspas [°]
ω_{tur}	Velocidad angular de la turbina [rad/s]

En particular, el ángulo de las aspas corresponde a la desviación del plano del aspa con respecto al plano del rotor, como está explicado en la Figura 5.3 [36], mediante un esquema que representa un corte transversal del aspa. La importancia de esta variable radica en la potencia que puede

transferirse del viento a la turbina, la cual tiene directa relación con la velocidad relativa del viento v_{rel} con respecto a la sección del aspa (que se mueve con velocidad transversal v_{sec}).

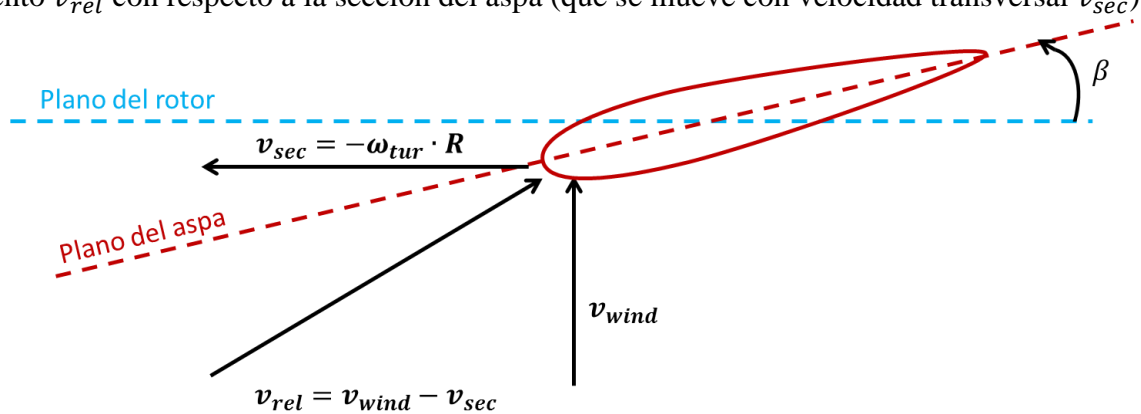


Figura 5.3 Variables aerodinámicas de la turbina eólica

Por otra parte, el esquema DFIG debe operar con un sistema de control del ángulo de las aspas (en inglés *pitch control*), para evitar que la potencia mecánica generada supere el límite técnico permitido para velocidades de viento superiores a su velocidad óptima [38] [39].

El control dinámico del ángulo es implementado en base a un sistema de control típico [40], en donde el ángulo de la posición de las aspas es controlado en función de la diferencia de la velocidad del generador y la velocidad de referencia. Para ello usualmente se utiliza un servomotor que opera un conjunto mecánico-hidráulico usado para girar las aspas en su eje longitudinal. Este esquema de control no tiene mayor importancia en las simulaciones porque se supone la velocidad del viento constante.

5.1.2 Modelo mecánico

El modelo DFIG debe incorporar una representación del comportamiento dinámico de las partes mecánicas del aerogenerador, debido a las variaciones significativas del torque aplicado al eje rotacional de los aerogeneradores, generadas por cambios en la velocidad del viento. Esta caracterización suele realizarse mediante el modelo de las dos masas [41], en donde se modelan por separado la inercia de la turbina y la inercia del generador.

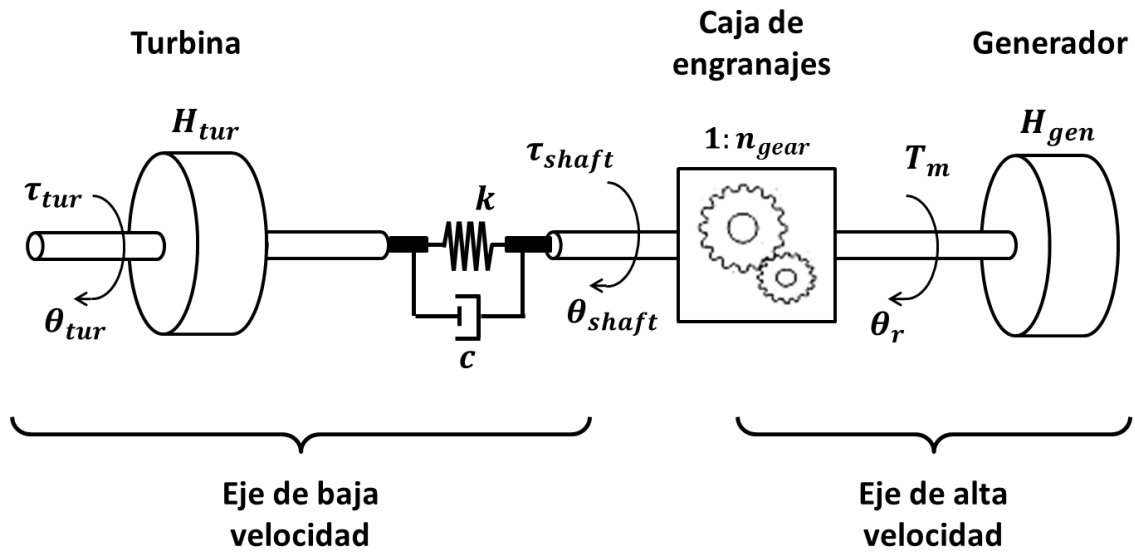


Figura 5.4 Modelo de las dos masas para la turbina eólica

Como se puede observar en la Figura 5.4, el eje de la turbina está conectado al eje del generador mediante una caja de engranajes, separando el mecanismo en un eje de alta velocidad y uno de baja velocidad. Para modelar la transmisión del torque desde la turbina al generador, el eje de baja velocidad se modela como un resorte de rigidez k y un amortiguador con un coeficiente c , mientras que el eje de alta velocidad se considera rígido. Además se agrega un engranaje ideal de relación $1:n$.

La importancia de esta caracterización radica en que las variaciones de torque originadas en la turbina se transmiten desde el eje de baja velocidad al eje de alta velocidad provocando desviaciones en la tensión, la corriente y la velocidad del generador, entre otras. Las ecuaciones que caracterizan el conjunto de ejes son las siguientes:

$$\tau_{tur} = \frac{P_{tur}}{\omega_{tur}} \quad (5.4)$$

$$\frac{\partial \theta_{tur}}{\partial t} = \omega_{tur} \quad (5.5)$$

$$\frac{d\theta_{shaft}}{dt} = \omega_{tur} - \frac{\omega_r}{n_{gear}} \quad (5.6)$$

$$\frac{d\omega_{tur}}{dt} = \frac{(\tau_{tur} - \tau_{shaft})}{2H_{tur}} \quad (5.7)$$

$$\tau_{shaft} = c \cdot \frac{d\theta_{shaft}}{dt} + k\theta_{shaft} \quad (5.8)$$

$$P_m = \omega_r \cdot \frac{\tau_{shaft}}{n_{gear}} \quad (5.9)$$

$$T_m = \frac{P_m}{\omega_r} \quad (5.10)$$

El significado de cada una de las variables es presentado en la tabla a continuación:

Tabla 5.2 Significado de las variables definidas para el modelo mecánico de la máquina DFIG

Variable	Significado
θ_{shaft}	Ángulo del eje de baja velocidad [3]
θ_{tur}	Ángulo de la turbina [3]
ω_{tur}	Velocidad angular del rotor de la turbina [rad/s]
ω_r	Velocidad angular del rotor del generador [rad/s]
n_{gear}	Relación de la caja de cambio
τ_{tur}	Torque de la turbina [N·m]
τ_{shaft}	Torque en el eje de baja velocidad [N·m]
H_{tur}	Constante de inercia de la turbina [s]
c	Constante de amortiguamiento [N/(m/s)]
k	Constante de rigidez [N/m]
P_{tur}	Potencia mecánica extraída del viento [W]
P_m	Potencia mecánica entregada al generador [W]
T_m	Torque entregado al generador [N·m]

5.1.3 Modelo del generador

En el generador de inducción doblemente alimentado, el enrollado del estator está conectado directamente a la red mientras que el del rotor está conectado mediante un convertor AC/DC/AC. La representación eléctrica del generador DFIG está basada en el modelo clásico del generador de inducción. El diagrama unilineal se muestra en la Figura 5.5.

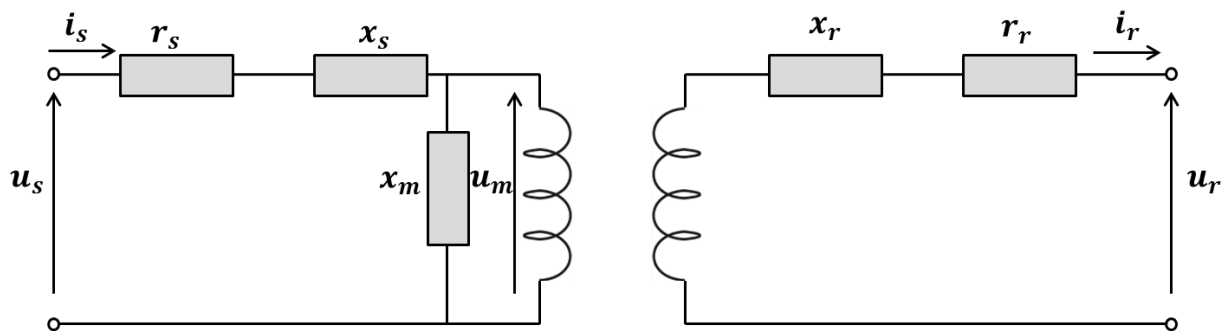


Figura 5.5 Diagrama unilineal del generador de inducción usado en la modelación del DFIG

Las ecuaciones que modelan el generador de inducción se presentan a continuación:

$$u_s = r_s i_s + j \frac{\omega_{ref}}{\omega_n} \psi_s \quad (5.11)$$

$$u_r = r_r i_r + \frac{1}{\omega_s} \frac{\partial \psi_r}{\partial t} + j \frac{\omega_{ref} - \omega_r}{\omega_s} \psi_r \quad (5.12)$$

$$\psi_s = (x_s + x_m) \cdot i_s + x_m i_r \quad (5.13)$$

$$\psi_s = x_m i_s + (x_m + x_r) \cdot i_r \quad (5.14)$$

$$2H_{gen} \frac{\partial \omega_r}{\partial t} = T_e - T_m \quad (5.15)$$

$$T_e = \text{Im}\{\psi_s \cdot i_s^*\} \quad (5.16)$$

El significado de cada una de las variables es presentado en la tabla a continuación (definidas en por unidad):

Tabla 5.3 Significado de las variables definidas para el modelo eléctrico del generador

Variable	Significado
u_s	Tensión del estator
u_r	Tensión del rotor
i_s	Corriente del estator
i_r	Corriente del rotor
ψ_s	Flujo magnético del estator
ψ_r	Flujo magnético del rotor
r_s	Resistencia del estator
r_r	Resistencia del rotor
ω_{ref}	Velocidad angular de referencia
ω_r	Velocidad angular del rotor del generador
ω_s	Velocidad angular nominal de la red eléctrica
x_r	Reactancia del rotor
x_s	Reactancia del estator
x_m	Reactancia de magnetización
H_{gen}	Constante de inercia del generador [s]
T_e	Torque eléctrico
T_m	Torque mecánico

5.1.4 Electrónica de potencia y controladores

Como se explica en [42], la electrónica de potencia no requiere una modelación detallada dada su rápida respuesta con respecto a las constantes de tiempo de los sistemas de potencia. Por lo tanto, la mayor parte de la modelación dinámica del convertidor corresponde a la implementación de los controladores.

Luego de que la tensión alterna del rotor es rectificadora, la transformación de la tensión continua en alterna es realizada por un inversor PWM (de sus siglas en inglés, *Pulse Width Modulation*),

controlando la potencia de forma bidireccional por medio del ajuste de la magnitud y el ángulo de fase de la tensión del rotor. Este dispositivo está fabricado normalmente en base a transistores GTO o IGBT.

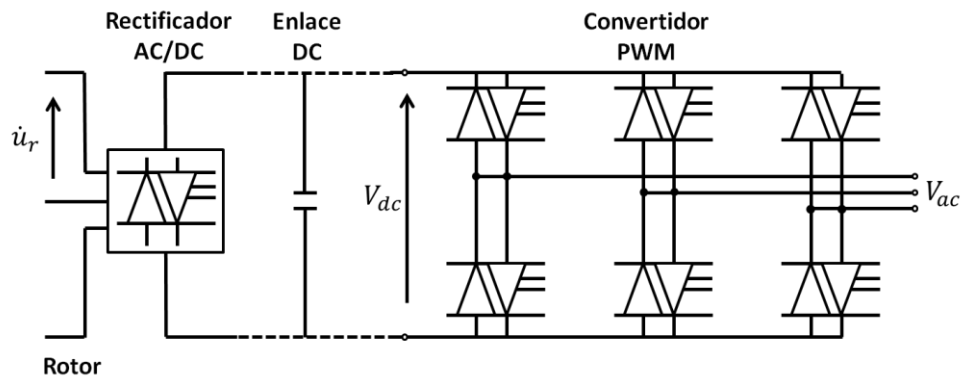


Figura 5.6 Diagrama de la interfaz AC/DC/AC

Las magnitudes de la tensión continua y alterna (valor RMS) se relacionan de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$|V_{ac}| = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}} m V_{dc} \quad (5.17)$$

En donde la variable m corresponde al índice de modulación del PWM y puede tomar valores en el intervalo $[0,1)$. Luego, suponiendo que las pérdidas en la operación del PWM son despreciables, la ecuación de conservación de potencia determina que:

$$V_{dc} I_{dc} + \sqrt{3} \cdot \text{Re}\{V_{ac} \cdot I^*\} = 0 \quad (5.18)$$

Para realizar el control electrónico de la potencia y la tensión entregadas a la red, se implementa típicamente el esquema de control presentado en la Figura 5.7, distribuido entre los dos convertidores: AC/DC del lado del rotor, y DC/AC del lado del generador. En términos físicos, los controladores electrónicos determinan el ángulo de disparo de los tiristores, y los tiempos de apertura y cierre de los transistores de potencia, respectivamente para cada bloque.

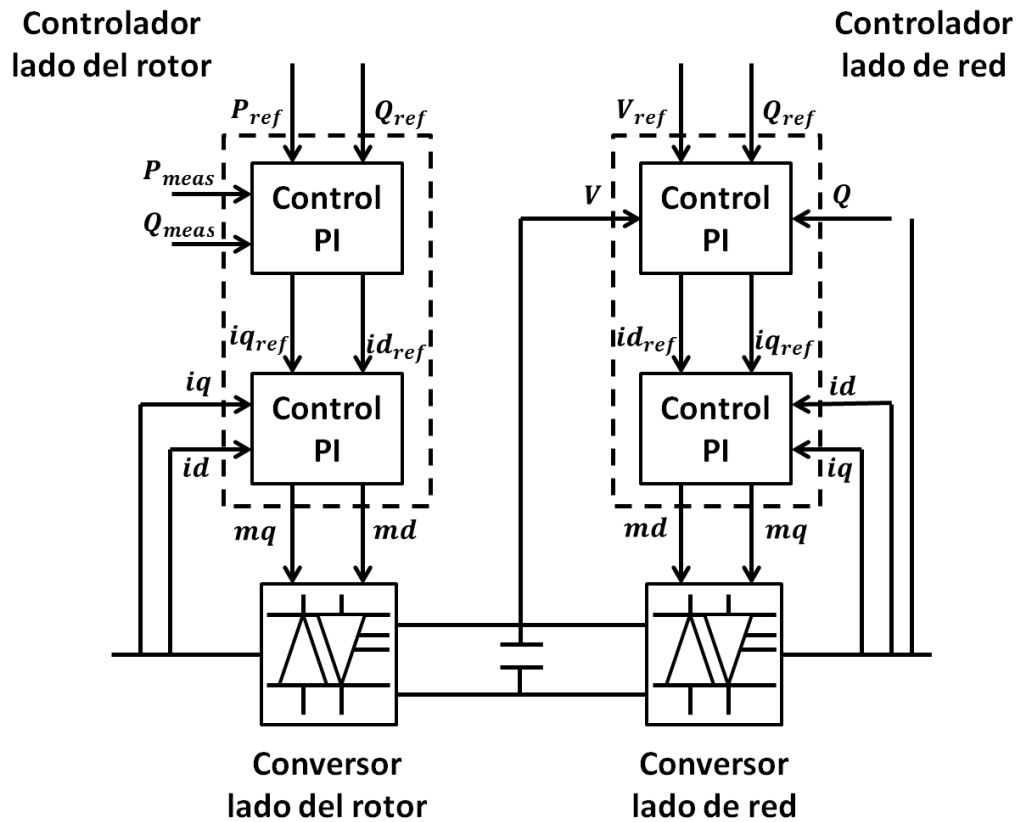


Figura 5.7 Esquema de los controladores en los convertidores electrónicos

El controlador del lado del rotor se encarga de controlar de manera independiente la potencia activa y reactiva en la salida del aerogenerador. Mientras que el del lado de la red se encarga de gobernar la tensión en la barra y la potencia reactiva inyectada.

Ambos se componen básicamente de dos controladores tipo PI, cada uno, y utilizan la teoría de la transformación de variables a los ejes ‘dq’, de modo que corresponde a un control vectorial [43].

5.2 Modelo base en Digsilent [44]

El software Digsilent incluye entre sus librerías, distintos modelos de generadores eólicos de tipo DFIG. Para este trabajo fue utilizado el modelo de 2 MW. Estos modelos son genéricos y están definidos como *Template*, es decir, tienen la característica de ser de código abierto, de modo que el usuario puede realizar modificaciones a la modelación dinámica, tanto en sus parámetros como en su estructura, de acuerdo al tipo de estudio que se desee realizar.

La estructura del modelo, o *Frame*, llamado “*DFIG Control*”, se presenta en la Figura 5.8, e incorpora los modelos de control y de las partes dinámicas de la máquina. Está elaborada fundamentalmente a partir de los modelos genéricos presentados en la sección anterior, en cuanto al comportamiento aerodinámico, mecánico y eléctrico de la máquina DFIG. Sin embargo, los sistemas de control modelados corresponden a una posible implementación de cierta estrategia de

control de una turbina eólica. Los fabricantes de estas máquinas pueden configurar los esquemas de control para satisfacer los requerimientos de determinadas normas técnicas. Los diagramas de bloques de cada elemento del *Frame* y las ecuaciones correspondientes que modelan el comportamiento dinámico están programados en lenguaje DSL, propio del software Digsilent.

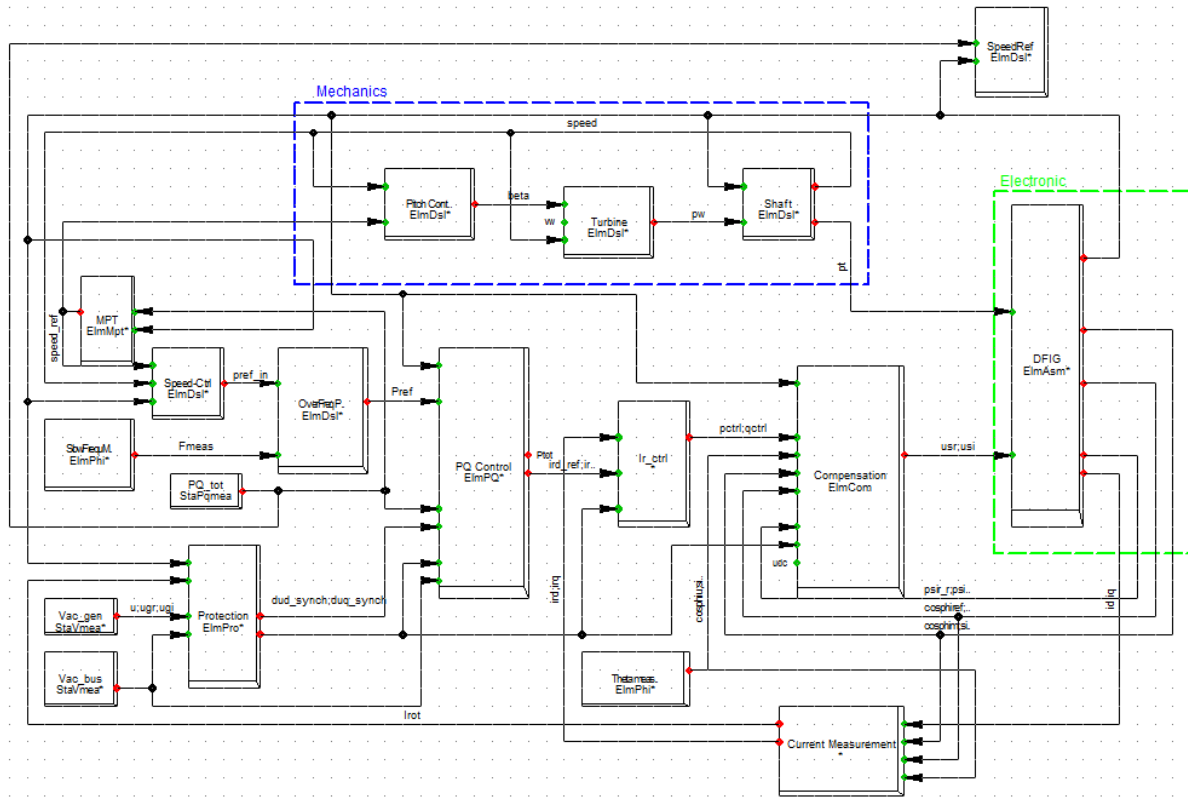


Figura 5.8 *Frame* genérico del generador DFIG implementado en Digsilent

En la siguiente tabla se encuentra una breve descripción de lo que representa cada bloque. Cualquiera de los bloques puede corresponder por un modelo DSL, un dispositivo de medida o un elemento ya modelado en las librerías básicas de Digsilent. Todos los dispositivos de medida están conectados a la red en el terminal del generador o en el paño de conexión de la barra.

Tabla 5.4 Descripción general de cada bloque incluido en el modelo DFIG de Digsilent

Bloque	Descripción	Tipo de bloque
<i>Compensation</i>	Calcula una transformación coordinada de la tensión del rotor	Modelo DSL
<i>Current measurement</i>	Calcula la corriente del rotor a partir de sus valores en transformada 'dq' del DFIG	Modelo DSL
<i>DFIG</i>	Máquina asíncrona configurada como DFIG	Elemento de librería
<i>Ir-ctrl</i>	Calcula una tensión de referencia para una referencia de corriente de rotor	Modelo DSL
<i>MPT</i>	Esquema MPPT, calcula la velocidad óptima de rotor para obtener la potencia máxima	Modelo DSL
<i>OverFreq_Pwr Reduction</i>	Reduce la potencia de referencia en caso de sobrefrecuencia en la red	Modelo DSL
<i>Pitch Control</i>	Controla el ángulo de las aspas de la turbina	Modelo DSL
<i>PQ Control</i>	Controla la potencia activa y reactiva mediante la corriente de rotor	Modelo DSL
<i>PQ_tot</i>	Mide la potencia activa y reactiva entregada por el generador	Dispositivo de medida
<i>Protection</i>	Esquema de protecciones en caso de sobre-corriente en el rotor, alta velocidad del rotor o sobretensión. También puede desconectar y resincronizar el DFIG	Modelo DSL
<i>Shaft</i>	Calcula la potencia mecánica y velocidad del eje, a partir de la potencia del viento y la velocidad del generador	Modelo DSL
<i>Slow freq. Meas.</i>	Dispositivo de medida de la frecuencia de la red	Dispositivo de medida
<i>Speed-ctrl</i>	Calcula la potencia de referencia entregada al control del DFIG a partir de la velocidad real del rotor y la de referencia	Modelo DSL
<i>Speed ref</i>	Calcula la velocidad de referencia requerida únicamente al inicio de una simulación para inicializar las variables mecánicas del modelo. El cálculo se realiza a partir de la potencia despachada en el flujo de potencia del sistema.	Modelo DSL
<i>Theata meas.</i>	Medición del ángulo de la tensión en la red	Dispositivo de medida
<i>Turbine</i>	Calcula la potencia extraída del viento, a partir del ángulo de aspas, velocidad del rotor y velocidad del viento	Modelo DSL
<i>Vac_bus</i>	Medida de la tensión del lado de la barra	Dispositivo de medida
<i>Vac_gen</i>	Medida de la tensión del lado del generador	Dispositivo de medida

De la descripción realizada, se puede obtener una relación entre la implementación del modelo en el software y los modelos dinámicos genéricos, descritos en la sección 5.1:

- Los bloques que representan el modelo aerodinámico son: *Pitch Control* y *Turbine*, además de la señal de entrada correspondiente a la velocidad del viento.
- El bloque que representa el modelo mecánico es: *Shaft*.
- El bloque que representa el modelo eléctrico del generador es: *DFIG*.
- Los bloques asociados al controlador del lado del rotor son: *PQ Control*, *PQ_tot*, *Vac_gen*, *Ir_ctrl*, *Current Measurement*, *Compensation* y *Protection*.
- Los bloques asociados al controlador del lado de la red son: *Vac_bus*, *Theata meas*, *Compensation* y *Protection*.
- Los bloques asociados al control de la eficiencia aerodinámica del generador, integrando las mediciones y los cálculos del esquema MPPT son: *MPT*, *OverFreq_Pwr_Reduction*, *SlowFreq. Meas*, *Speed Ctrl* y *Speed Ref*.

5.3 Incorporación de respuesta inercial en los generadores eólicos

A continuación, se describe la modelación e implementación del lazo de control que permite la incorporación de la respuesta inercial en los generadores DFIG, a la vez que la configuración de cada uno de sus bloques.

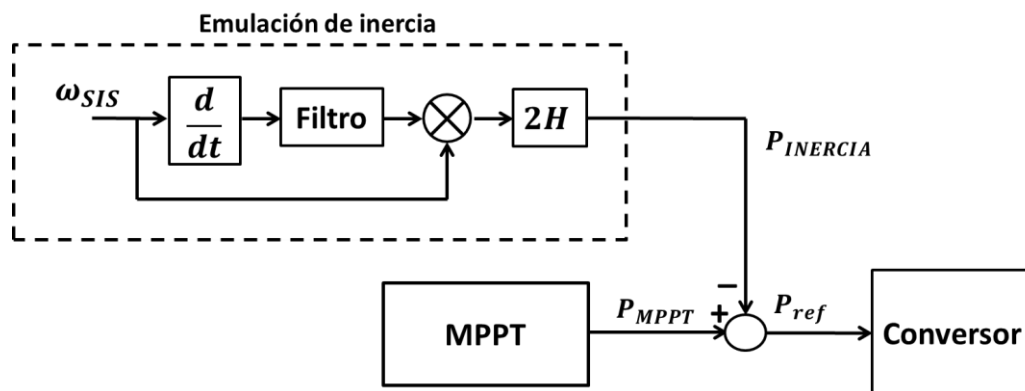


Figura 5.9 Diagrama de bloques del lazo de control de emulación de inercia

El esquema de control utilizado corresponde a la emulación de inercia “oculta” descrita en la sección 3.3 del Capítulo 3, y está representado en su forma más básica por el diagrama de la Figura 5.9. Su operación está basada en la modificación de la señal de potencia de referencia entregada por el bloque MPPT al convertor electrónico de potencia para su posterior inyección al sistema.

La definición de cada una de las variables del esquema es presentada a continuación:

Tabla 5.5 Significado de las variables definidas para implementar la emulación de inercia

Variable	Significado
P_{ref_MPPT}	Potencia de referencia entregada por el MPPT
P_{ref}	Potencia de referencia entregada al convertor electrónico
$P_{INERCIA}$	Potencia adicional por inercia
ω_{SIS}	Frecuencia del sistema

La señal de potencia adicional es equivalente a la potencia adicional que inyectaría un generador convencional absorbiendo energía cinética del eje en función de la inercia del rotor, y es descrita por la siguiente relación:

$$P_{INERCIA} = 2H \cdot \omega_{SIS} \cdot \frac{d\omega_{SIS}}{dt} \quad (5.19)$$

Esta relación pretende representar de la forma más exacta posible, el comportamiento dinámico de un generador convencional. Esta se obtiene de la ecuación del *swing*:

$$2H \cdot \omega_{SIS} \cdot \frac{d\omega_{SIS}}{dt} = P_e - P_m \quad (5.20)$$

En donde se asume que la potencia adicional por inercia que debe entregar el generador es equivalente al desbalance de potencia, según la siguiente relación:

$$P_{INERCIA} = P_e - P_m \quad (5.21)$$

Para implementar esta modificación de la potencia de referencia que recibe el convertor, se modela el sistema de control reemplazando el bloque “*OverFreq_Pwr_Reduction*” de la Figura 5.8 (que en este caso de estudio no tiene mayor relevancia, ya que la frecuencia nunca supera el valor nominal) por el de emulación de inercia en el *Composite Frame* del modelo compuesto de DFIG en Digsilent, como muestra la Figura 5.10. Este bloque recibe como señal de entrada la potencia de referencia entregada por el bloque *Speed.Ctrl* que gobierna la velocidad del rotor según la referencia entregada por el bloque MPPT, y como señal de salida entrega la potencia de referencia al bloque *PQ Control*, el cual finalmente efectúa el control del convertor electrónico.

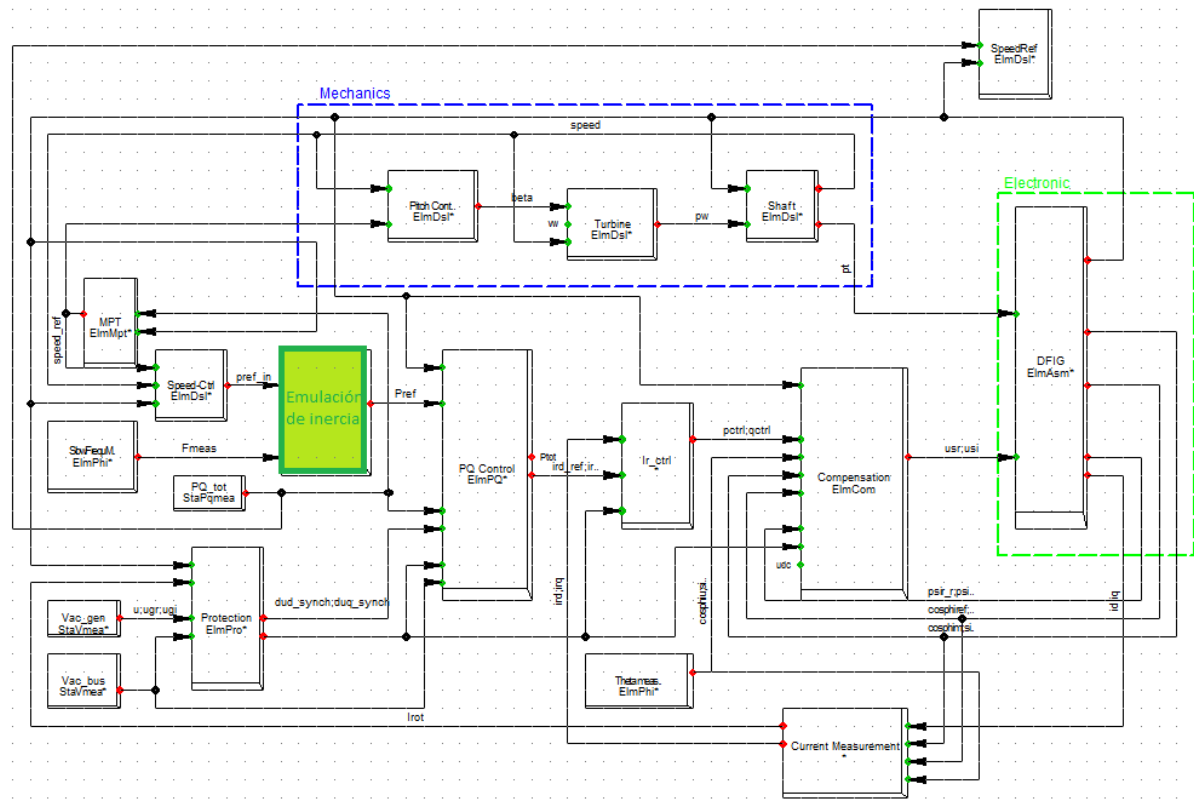


Figura 5.10 Incorporación de la emulación de inercia en el Frame del DFIG implementado en Digilent (en verde)

La definición del bloque de control inercial, programada en lenguaje DSL, se presenta en la Figura 5.11.

Inertia Emulation:

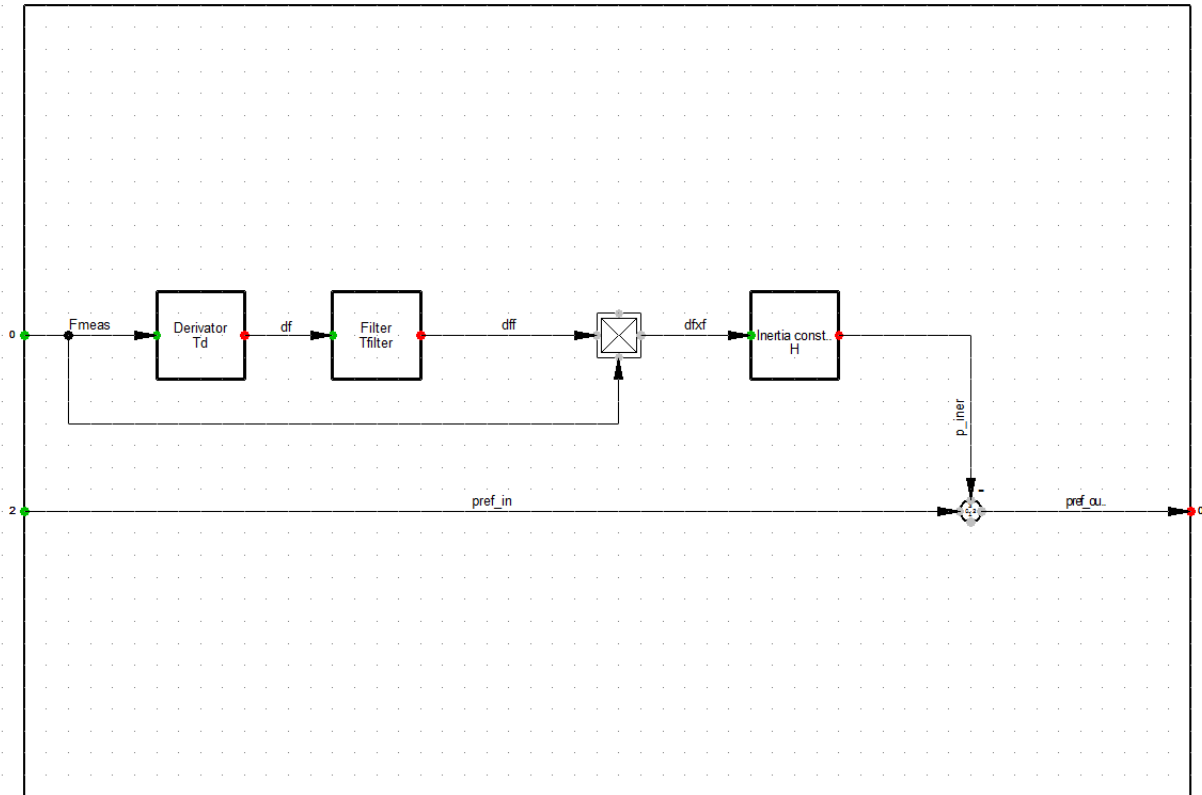


Figura 5.11 Definición del bloque de control inercial

En el diagrama propuesto, el bloque derivador (“*Derivator*” en la Figura 5.11) busca obtener la derivada en el tiempo de la señal de medida (en este caso la frecuencia del sistema). Para poder implementar esta característica en el programa de simulación se usó la siguiente función de transferencia:

$$H_D(s) = \frac{s}{1 + T_D \cdot s} \quad (5.22)$$

En donde T_D corresponde a la constante de tiempo del bloque y determina la precisión con que se mide la derivada de la frecuencia de la red.

El segundo bloque corresponde al filtro (“*Filter*” en la Figura 5.11). Un filtro es un procesador de señales que separa las señales sobre la base de su frecuencia. Esto se realiza normalmente permitiendo el paso de ciertas bandas de frecuencia y rechazando o atenuando otras [45]. En este caso, el filtro es implementado para atenuar el ruido de la señal medida, la derivada en el tiempo de la frecuencia del sistema, y tiene la función de transferencia típica de un filtro pasa-bajos de ganancia unitaria:

$$H_F(s) = \frac{1}{1 + T_F \cdot s} \quad (5.23)$$

En donde T_F corresponde a la constante de tiempo del filtro y determina el rango de frecuencias en que la atenuación de las señales es efectiva.

Finalmente, se implementa la relación planteada en (5.19) mediante un operador multiplicador y una ganancia de valor $2H$, que además normaliza las medidas de frecuencia “ F_{meas} ” y “ df ” (ponderando por $1/2500$) para entregar una señal de control en por unidad.

Para determinar el valor a utilizar como parámetro H , equivalente a la constante de inercia definida para el esquema de control, se puede suponer que el conversor electrónico tiene tiempos de respuesta bastante rápidos que le permiten aumentar la inyección de potencia al sistema sin limitaciones significativas [27] [46] [47]. Sin embargo, se debe considerar que la diferencia de potencia debe ser obtenida de la energía cinética del rotor del aerogenerador, por lo que su inercia debe ser suficiente para entregar la potencia determinada por la señal de control del esquema. Así, la constante de inercia a usar en la emulación electrónica debe ser del orden de la constante real de un generador DFIG.

En [48] [49] [50] se plantean distintas relaciones relativas al momento de inercia de los generadores eólicos con respecto al de una central convencional, de las que se pueden numerar:

- $H_{DFIG_{2MW}} = 2,38 [s]$ para un generador DFIG convencional de 2 MW de potencia nominal, a partir de la relación $H = 1,87 \cdot P^{0,0597}$, en donde P es la potencia nominal del generador en vatios.
- $H_{DFIG} \in (2 [s], 6 [s])$ para un generador DFIG convencional
- $H_{DFIG} \approx 6 \cdot H_{gen_c}$ a partir de los valores típicos de inercia de un generador convencional H_{gen_c}

En términos generales, la constante de inercia de un DFIG de 2 MW podría variar entre 2 y 12 segundos. El valor utilizado para las simulaciones fue establecido a partir de un análisis de sensibilidad realizado para valores dentro del rango, que presentó mejores resultados para:

$$H = 9 [s]$$

$$T_F = 0,05 [s]$$

Los parámetros utilizados para el controlador determinan la característica de la respuesta inercial provista. La constante de tiempo del bloque derivador condiciona la precisión en la medición de la derivada de la frecuencia, mientras que los otros dos parámetros pueden ser modificados para lograr un mejor desempeño del sistema de control. Un valor mayor de la constante T_F puede atenuar de mejor forma ciertas oscilaciones en las variables de control, o el ruido de las señales medida. Sin embargo, y considerando además que cerca del 50% de la generación de los escenarios HE y TE es suministrada por centrales eólicas y gobernada por el controlador, la parametrización puede determinar la estabilidad del sistema completo. La operación del controlador en todas las centrales eólicas, sumada a la interacción de los mismos con los controladores de velocidad de las máquinas convencionales, da pie a que la configuración del filtro pueda inducir inestabilidades en el sistema para ciertas condiciones de operación.

5.4 Incorporación de los generadores DFIG al sistema

El modelo base usado para incorporar los generadores DFIG al modelo reducido del SIC, se puede ver en la Figura 5.12. En él, el generador de inducción de 2 MW utilizado en este trabajo (DFIG_2MW) está conectado a la barra de baja tensión (0,69 kV), la cual se conecta a la barra de conexión en el sistema mediante un transformador elevador de dos devanados por fase. El modelo del transformador viene incorporado en el *Template* de Digsilent para conectar los generadores a la barra de conexión.

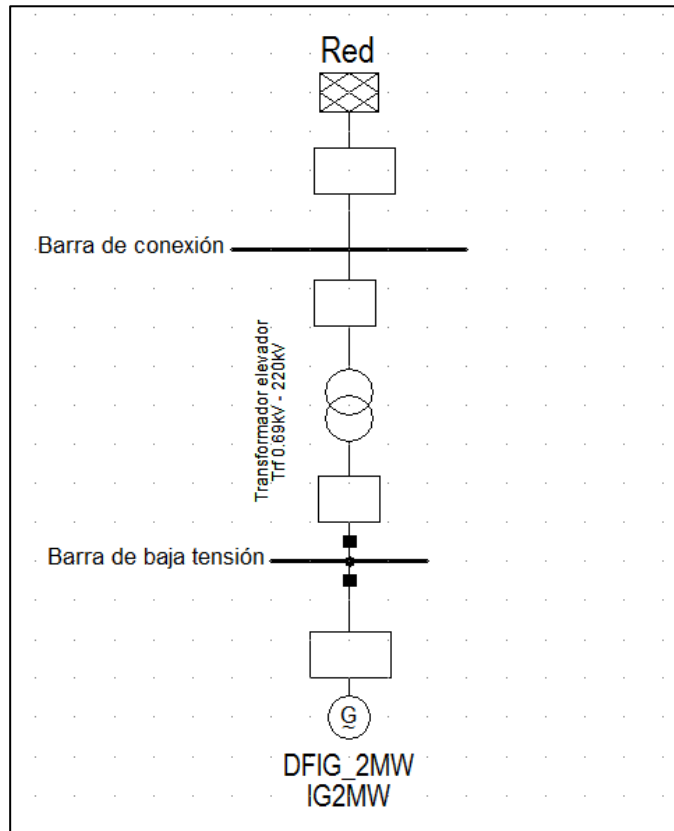


Figura 5.12 Modelo base para implementar las centrales eólicas en el sistema de estudio

Adicionalmente, Digsilent permite la agregación de aerogeneradores con el objetivo de modelar un parque eólico completo. Esto se realiza modificando el parámetro “*Number of parallel machines*” en los datos básicos del DFIG, y cambiando el parámetro “*Rated power*” del bloque “PQ_tot” del modelo dinámico del DFIG a la potencia total agregada del parque. Además, es necesario asignar el número de máquinas en paralelo al “*Number of parallel transformers*” del transformador elevador, a fin de asegurar la capacidad del transformador para una adecuada inyección al sistema.

La forma de determinar el número de máquinas, la potencia instalada y la barra de conexión, utilizados para cada parque eólico modelado, se encuentran detallados en el Capítulo 4 y el Anexo E:

6. Análisis y resultados

A continuación se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas para cada caso de estudio, incluyendo los escenarios planteados y el sistema de control implementado. Para obtener una medida de la frecuencia en cada caso de estudio, se tomó como referencia la barra Alto Jahuel 500 kV, ya que es una de las más importantes y centrales del SIC, aunque la frecuencia en otras barras es prácticamente la misma.

La condición crítica en la operación del sistema, provocada por la desviación de frecuencia debida a la perturbación, está representada por la activación del primer escalón de EDAC definido para el SIC, que corresponde al umbral de frecuencia absoluta de 48,9 Hz y está señalado en todos los gráficos de frecuencia siguientes por una línea magenta segmentada. No se consideraron los escalones de EDAC activados por gradiente de frecuencia y supervisados por frecuencia absoluta mayor a 48,9 Hz ya que el gradiente definido para ellos es de 0,6 Hz/s, el cual no se alcanza para ningún caso de estudio.

6.1 Respuesta inercial del sistema

En la siguiente tabla se puntualiza el valor de la inercia promedio ponderada de las máquinas convencionales para cada escenario de estudio. Considerando que en cada escenario se abastece la misma demanda en el sistema, este parámetro es relevante a fin de caracterizar la respuesta inercial del sistema.

Tabla 6.1 Constante de inercia promedio y generación por tipo de central en cada escenario

	Escenarios			
	H0	HE	T0	TE
H [s]	3,849	2,363	4,274	2,633
Generación hidráulica [MW]	3903	1794	1906	717
Generación térmica [MW]	2019	789	3931	1970
Generación eólica [MW]	0	3182	0	3182

La Figura 6.1 muestra la respuesta en frecuencia del sistema para todos los casos de estudio. El análisis correspondiente para cada escenario es presentado en las secciones siguientes.

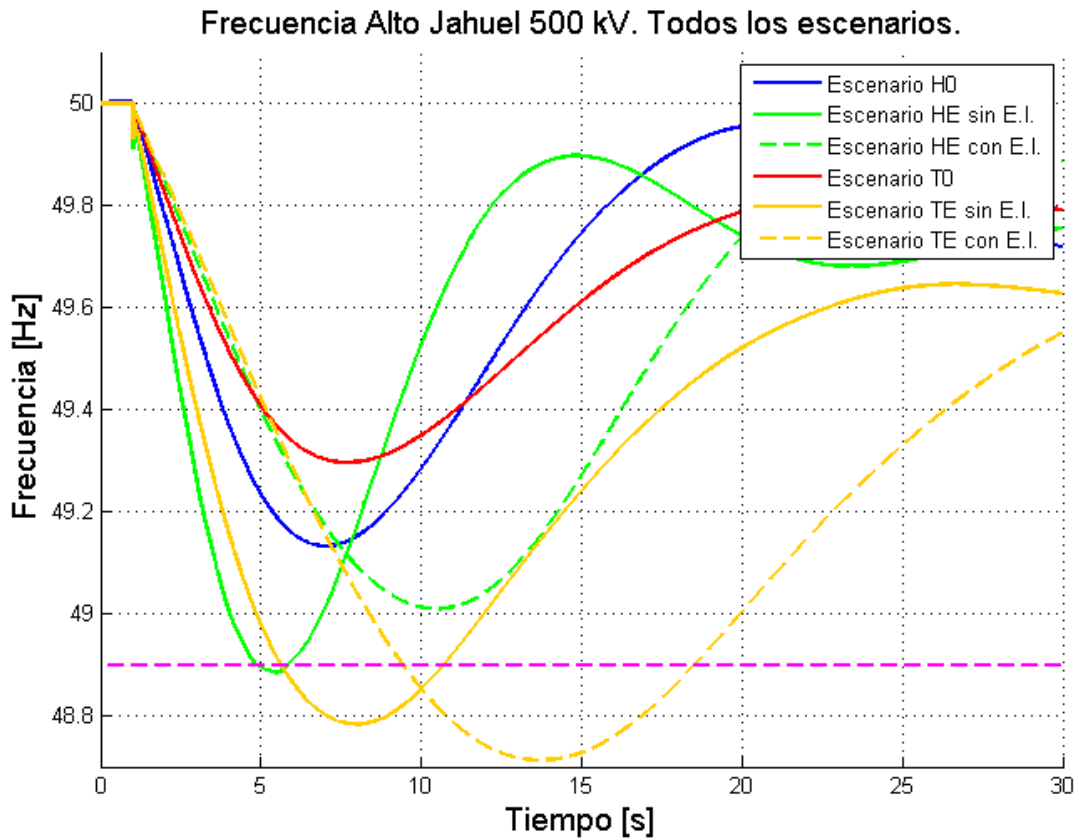


Figura 6.1 Respuesta en frecuencia del sistema en todos los escenarios

Para analizar la respuesta dinámica del sistema en los distintos casos de estudio planteados, es necesario tener en cuenta ciertas particularidades del sistema en estudio que, dadas las propiedades dinámicas de la frecuencia en los sistemas eléctricos de potencia, resultan decisivas para los resultados esperados.

La inercia del sistema determina directamente el valor del Rocof, y puede medirse con precisión mediante este índice. Sin embargo, el Nadir está condicionado, además, por la regulación primaria. La inercia del sistema lo determina solo en parte, en tanto que una caída más o menos rápida de la frecuencia implica una excursión mayor o menor hasta antes de que actúe la regulación primaria del sistema. Dado que la mayoría de los escalones de EDAC del SIC se activan por frecuencia absoluta, el Nadir es el índice más crítico en cuanto a la operación del sistema, y los problemas operacionales que podría provocar la creciente penetración eólica comparten sus causas entre la inercia y la regulación primaria del sistema.

Actualmente, el modo de regulación de frecuencia que se utiliza en la operación del SIC contempla una unidad de generación hidráulica como reguladora piloto (unidad con estatismo cercano a cero que cumple las funciones de regulación primaria y secundaria de frecuencia a la vez y que, por ende, permite restablecer la frecuencia nominal del sistema) y al resto de las unidades de generación operando con estatismos iguales o mayores al 2,5%. Para la regulación de frecuencia en condiciones normales de operación del SIC, la reserva en giro de la unidad

reguladora piloto se mantiene del orden de ± 50 MW. Por otra parte, para compensar desequilibrios mayores de carga producidos por perturbaciones simples más severas, la reserva en giro total del SIC es distribuida entre un número limitado de centrales hidráulicas, y se mantiene en un orden de magnitud equivalente a la generación de la mayor unidad despachada.

Como consecuencia de la estrategia de regulación de frecuencia vigente, se genera una serie de inconvenientes en la operación. Entre otros, la calidad de la regulación se ve comprometida en casos de sequía [51]. Adicionalmente, frente a un mayor grado de penetración eólica, la cantidad de centrales convencionales capaces de realizar regulación de frecuencia se reduce aún más. Una vez agotada la reserva en giro la reguladora piloto, la respuesta más lenta y/o más limitada de la reserva en giro restante que se da en escenarios de sequía provoca necesariamente una excursión de frecuencia mayor.

A continuación, se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas, analizando la consistencia de los mismos y las conclusiones particulares que se pueden extraer de ellos.

6.1.1 Casos de estudio sin emulación de inercia

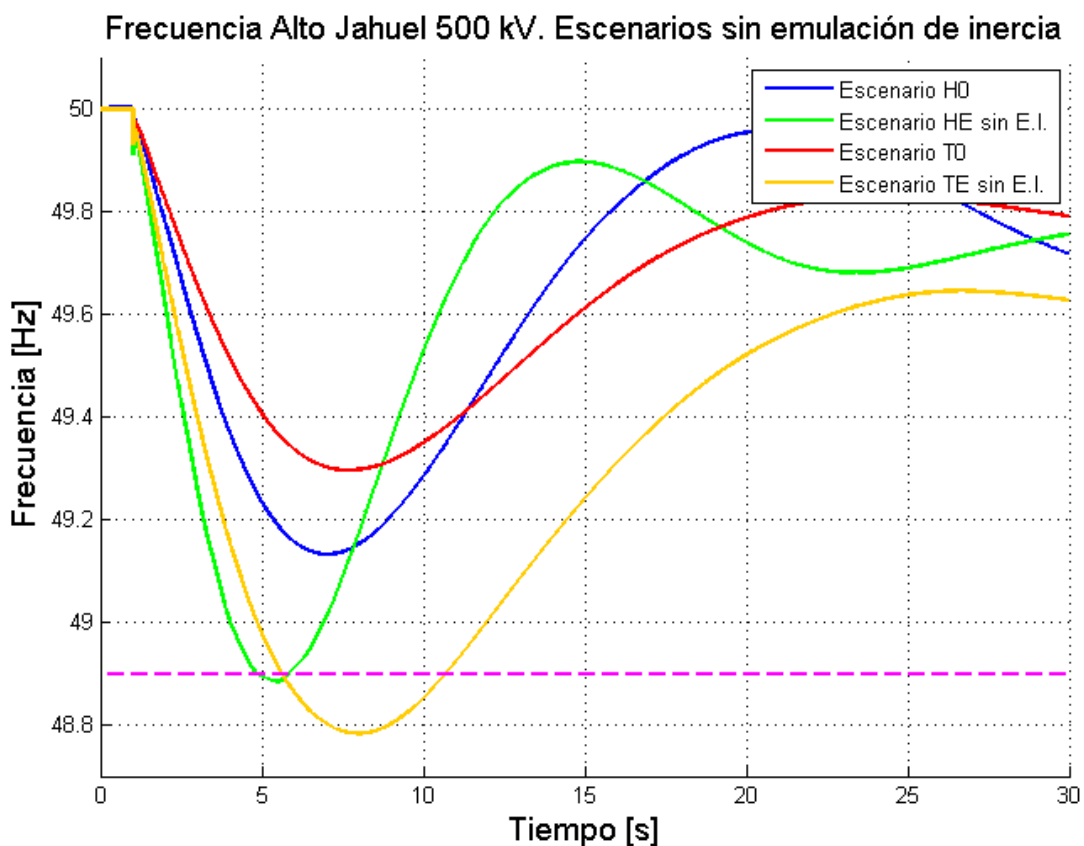


Figura 6.2 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios sin emulación de inercia

En primera instancia, se analiza el comportamiento del sistema en los escenarios base definidos a partir de las dos condiciones hidrológicas extremas que puede presentar el sistema en estudio,

dada su característica hidro-térmica. La respuesta de frecuencia del sistema para ambos escenarios se puede ver en la Figura 6.2.

Como se puede ver en la gráfica, en el Escenario H0 (hidrología húmeda) la frecuencia cae más rápidamente durante los primeros segundos luego de la perturbación y logra una desviación máxima mayor. De los índices calculados (ver Tabla 6.2), se puede estimar que la desviación de frecuencia es un 23% mayor en el Escenario H0, mientras que el Rocof es un 29% mayor. Esto es coherente con la característica dinámica y de inercia de las turbinas hidráulicas, dado que este escenario tiene un número considerablemente mayor de centrales hidráulicas en servicio, en comparación con el Escenario T0 que, por el contrario, tiene más centrales térmicas en servicio.

Tabla 6.2 Índices de desempeño de los dos casos base

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Δf_{max} [Hz]
Escenario H0	-0,222	49,132	-0,868
Escenario T0	-0,172	49,296	-0,704

Por otra parte, en el gráfico se puede apreciar que la regulación primaria de frecuencia actúa de modo eficaz en ambos casos, con una mayor rapidez al recuperar la frecuencia en el Escenario H0, lo cual está asociado también a la menor inercia del sistema. En ninguno de los dos casos se alcanza el primer escalón de EDAC, por un margen mayor a 0,2 Hz, por lo que no se desencadenan problemas mayores en la seguridad del sistema.

De la Figura 6.2, se puede observar además, el comportamiento de la frecuencia frente a la perturbación definida para los dos escenarios proyectados que incluyen generación eólica (todos los parques operando a un 75% de su capacidad), implementados para un despacho de hidrología húmeda y seca, respectivamente. En estos casos, los generadores eólicos están modelados en base al modelo genérico provisto por Digsilent, sin emulación de inercia.

Se puede observar que la respuesta del sistema empeora frente a la penetración de energía eólica. En ambos casos, la caída de frecuencia se hace significativamente mayor, mientras que el Nadir alcanza niveles inferiores al escalón de EDAC, por lo que bajo estas circunstancias se originan problemas con el suministro del sistema. Un análisis cuantitativo de las respectivas respuestas es presentado en la siguiente sección.

En términos generales, los resultados obtenidos hasta aquí son coherentes con lo esperado. La conexión de generación eólica incita la salida de servicio de unidades generadoras convencionales, capaces de contribuir en la respuesta inercial del sistema, mientras que las turbinas eólicas son insensibles a las variaciones de potencia debido al desacople entre su velocidad y la frecuencia de la red. En consecuencia, la inercia del sistema se ve disminuida, y la respuesta en frecuencia del sistema frente a desbalances entre carga y generación empeora.

6.2.1 Escenario HE

En la Figura 6.3 se muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema frente a la contingencia, para los dos casos de estudio implementados (con y sin emulación de inercia en los generadores eólicos) para un despacho de hidrología húmeda.

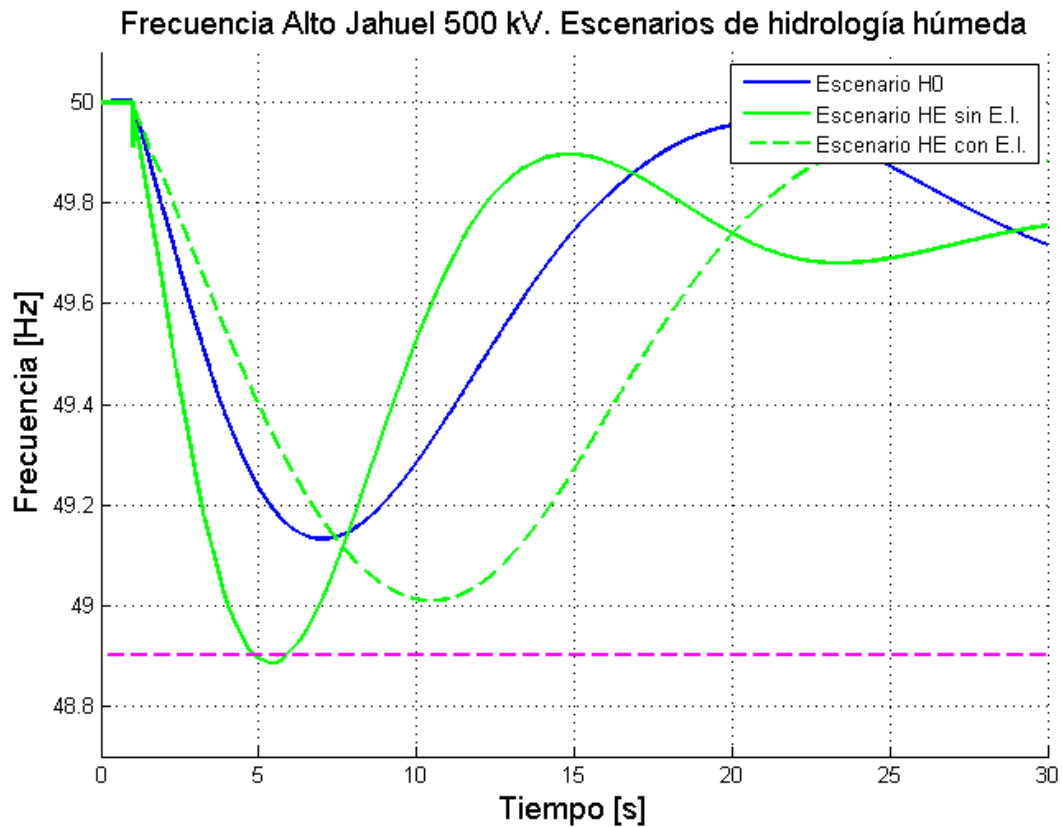


Figura 6.3 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios de hidrología húmeda

Además de la comparación gráfica, la tabla siguiente presenta una comparación cuantitativa de la respuesta del sistema en cada caso.

Tabla 6.3 Índices de desempeño de los escenarios húmedos

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Δf_{max} [Hz]	$\Delta\%$ [R]	$\Delta\%$ [Δf_{max}]
Escenario H0	-0,222	49,132	-0,868	---	---
Escenario HE sin E.I.	-0,382	48,885	-1,115	72%	28%
Escenario HE con E.I.	-0,152	49,009	-0,991	-32%	14%

Como se puede apreciar en el Escenario HE, el esquema de control que emula la respuesta inercial “natural” en los generadores eólicos mejora considerablemente la respuesta inercial del sistema, comparando con respecto al mismo escenario en el caso de estudio sin emulación de inercia. En particular, el Rocof es el índice que refleja mayores mejorías, tomando un valor

incluso menor que el escenario base (Escenario H0), en donde no existen parques eólicos en servicio. Esto tiene completa consistencia con el objetivo principal concebido para este tipo de control, que busca reducir el Rocof frente a perturbaciones; y además, con el método utilizado para lograrlo, que consiste en incrementar la potencia inyectada especialmente durante los primeros segundos luego de la perturbación, cuando la caída de frecuencia inducida en el sistema es mayor, definiendo el incremento de potencia proporcional a la derivada de la frecuencia de la red.

Sin embargo, pese a que el Nadir mejora con emulación de inercia que sin emulación en el Escenario HE, este valor es peor que en el escenario base. Aun así, la activación del EDAC logra ser evitada al implementar respuesta inercial en los parques eólicos. Otra peculiaridad del Nadir en el caso con emulación de inercia, es que el instante en que ocurre la máxima desviación de frecuencia se produce varios segundos después que en los otros dos casos de comparación. Esto quiere decir que la pendiente con que cae la inercia se reduce significativamente con la incorporación de respuesta inercial en las centrales eólicas, pero la recuperación de la inercia se inicia más tarde. Este fenómeno se puede explicar básicamente por dos causas:

- La regulación primaria de frecuencia se ve deteriorada frente a una gran penetración eólica, debido a la reducción de máquinas en servicio capaces de regular, desplazadas por la generación eólica que es más barata.
- Los fundamentos del diseño del control implementado implican necesariamente una reducción de la potencia inyectada por los parques eólicos aproximadamente desde el segundo 8 en adelante, cuando el gradiente de frecuencia comienza a disminuir para comenzar a recuperar su valor nominal a partir del control primario. Esta reducción significa un incremento del desbalance de potencia que deben asumir las centrales reguladoras, inicialmente atenuado por las eólicas, provocando un retraso en la ejecución de la regulación.

El segundo fenómeno puede apreciarse más claramente en la Figura 6.4, que muestra las señales internas del controlador para el parque eólico El Arrayán (de potencia instalada igual a 115 MW, conectado a la barra Pan de Azúcar 220 kV). La señal de potencia inercial corresponde a la curva azul y exhibe el comportamiento descrito. Mientras la frecuencia del sistema desciende, la señal de potencia es positiva. Al contrario, mientras la frecuencia entra en la etapa de recuperación, la señal de potencia se hace negativa.

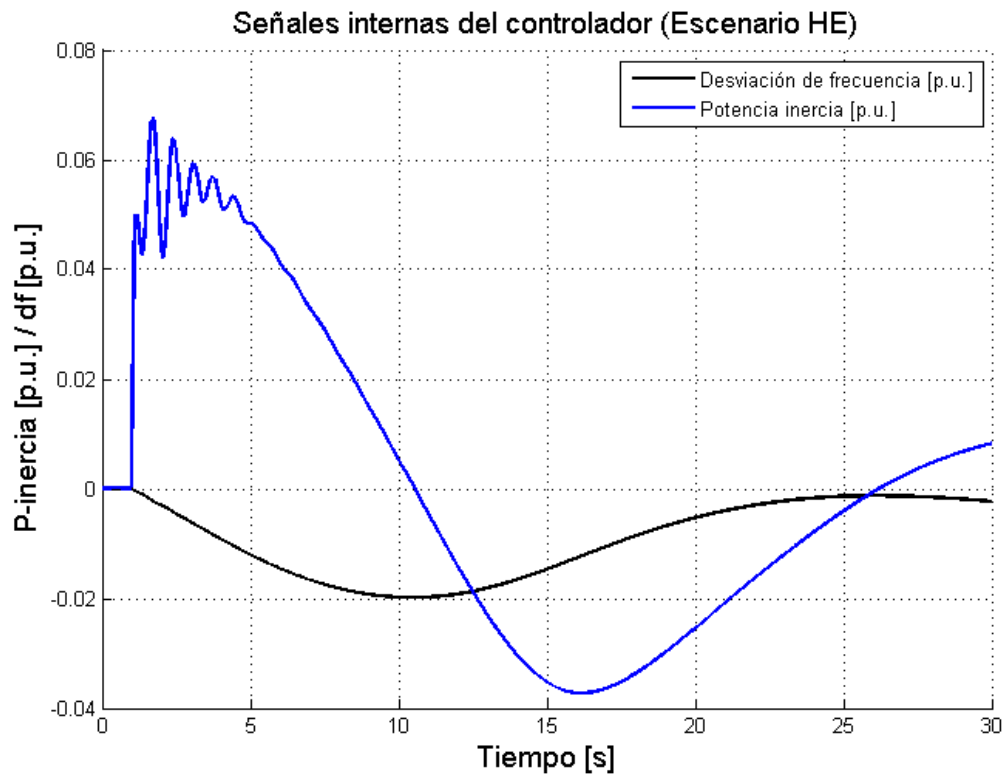


Figura 6.4 Señales internas del controlador de inercia del parque eólico El Arrayán (Escenario HE)

6.2.2 Escenario TE

En la Figura 6.5 se muestra el comportamiento de la frecuencia del sistema frente a la contingencia, para los dos casos de estudio implementados (con y sin emulación de inercia en los generadores eólicos) para un despacho de hidrología seca.

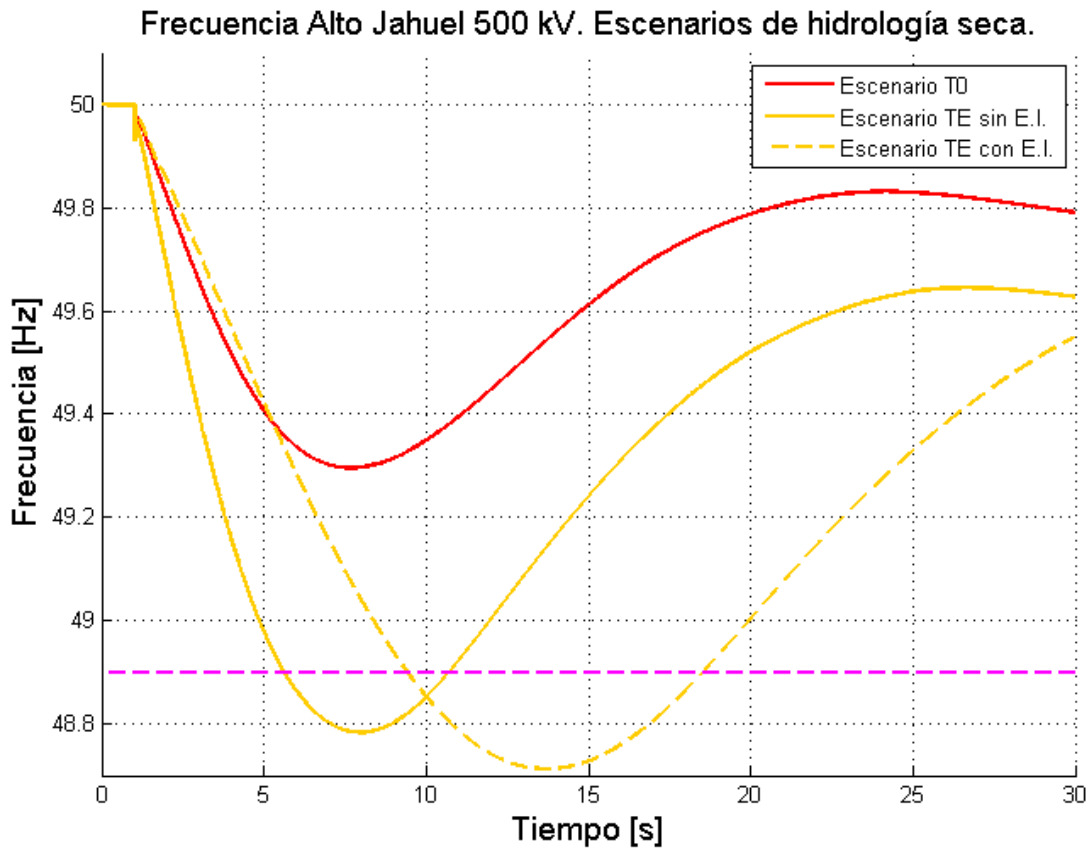


Figura 6.5 Respuesta en frecuencia del sistema en los escenarios de hidrología seca

Además de la comparación gráfica, la tabla siguiente presenta una comparación cuantitativa de la respuesta del sistema en cada caso.

Tabla 6.4 Índices de desempeño de los escenarios secos

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Δf_{max} [Hz]	$\Delta\% [R]$	$\Delta\% [\Delta f_{max}]$
Escenario T0	-0,172	49,296	-0,704	---	---
Escenario TE sin E.I.	-0,306	48,783	-1,217	78%	73%
Escenario TE con E.I.	-0,144	48,713	-1,287	-16%	83%

En este escenario se observa una tendencia de la variación de los índices de desempeño con respecto al escenario base, muy similar al escenario anterior. En particular, el Rocof se reduce significativamente en el caso con emulación de inercia, con respecto al caso base y el caso sin emulación de inercia, en porcentajes muy similares a los obtenidos en el Escenario HE. Sin embargo, el incremento de la desviación de frecuencia es crítica en este caso, comparado con el Escenario T0, a tal punto que en el caso de estudio con emulación de inercia no se observan mejoras y, más aún, la excursión de frecuencia se hace más profunda. La activación del EDAC no logra ser evitada al implementar el esquema de control.

Las causas de este fenómeno radican en el hecho ya mencionado de que la capacidad de regulación primaria de frecuencia del sistema, ya mermada por la penetración de generación eólica, se ve aún más comprometida por ser un escenario de sequía, con mínima disponibilidad de centrales hidráulicas, que son las que están habilitadas para regular en el sistema de estudio utilizado en este trabajo.

Adicionalmente, debido a la limitada capacidad del sistema para regular frecuencia, el mayor período de tiempo que requiere para alcanzar un valor de frecuencia de régimen permanente provoca una desviación mayor en la velocidad de las turbinas eólicas, dada la sostenida variación de velocidad que induce la extracción o inyección de energía cinética para suministrar a la red consignada por el controlador de respuesta inercial. Así, el generador eólico sufre en una importante pérdida de eficiencia aerodinámica de potencia con respecto a la velocidad del viento, lo cual significa una reducción de la potencia disponible para la turbina. Como consecuencia, el sistema queda sumido en un círculo vicioso que alterna el incremento del desbalance de cargas debido a la reducción de potencia eólica inyectada por pérdida de eficiencia aerodinámica, y la sostenida caída de frecuencia debido a la acotada capacidad de la regulación primaria para hacer frente al desbalance, profundizando así la excursión de frecuencia de la red.

Al igual que en la sección anterior, los fenómenos descritos se pueden distinguir en las señales internas del controlador del parque eólico El Arrayán (Figura 6.6).

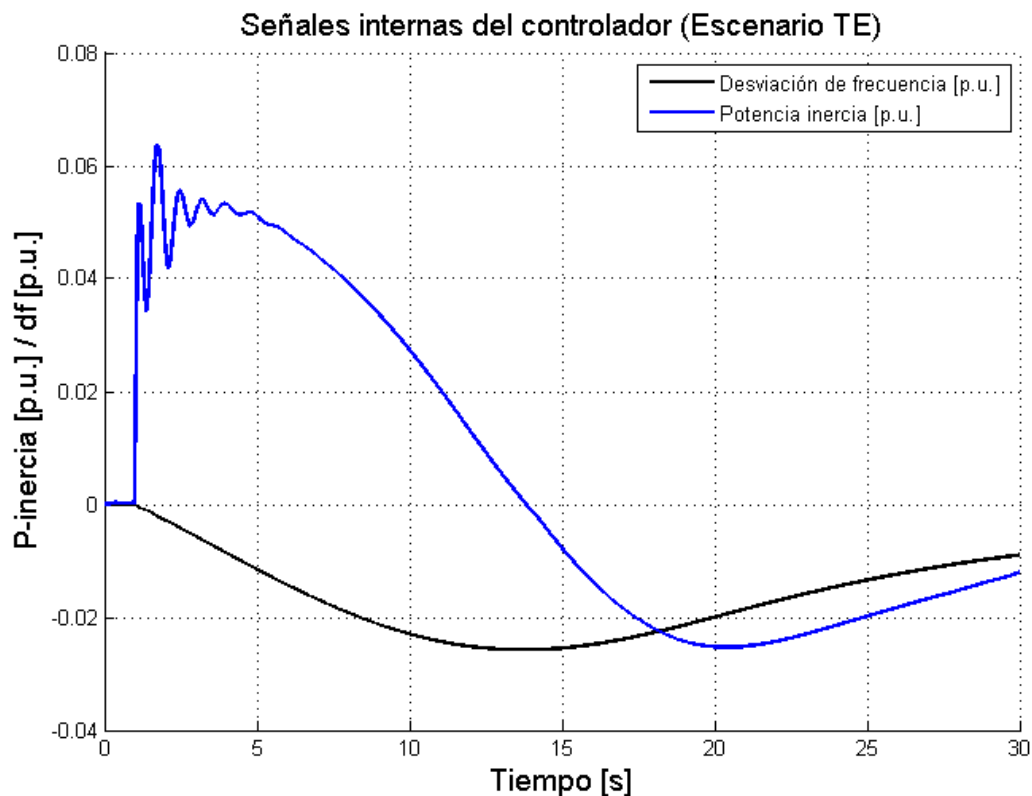


Figura 6.6 Señales internas del controlador de inercia del parque eólico El Arrayán (Escenario TE)

En la gráfica se puede apreciar que la frecuencia tarda más en recuperar un valor cercano al nominal y, por ende, la señal de potencia inercial se mantiene durante más tiempo en valores negativos. El retardo en la estabilización de frecuencia, implica un retardo en el retorno de la señal de control de potencia inercial de los parques a su valor de régimen permanente (igual a cero). Esto induce una desviación mayor de la velocidad de la turbina dado que la diferencia de potencia es extraída de la energía cinética del rotor, por lo que la eficiencia de la turbina eólica se reduce considerablemente (ver Figura 3.2).

6.2.3 Resumen de los resultados

En términos generales, los resultados obtenidos sin el esquema de control inercial son coherentes con lo esperado. La inserción de generación eólica incita la salida de servicio de unidades generadoras convencionales, capaces de contribuir en la respuesta inercial del sistema, mientras que las turbinas eólicas son insensibles a las variaciones de potencia debido al desacople entre su velocidad y la frecuencia de la red. En consecuencia, la inercia del sistema se ve disminuida, y la respuesta en frecuencia del sistema frente a desbalances entre carga y generación empeora.

Los resultados obtenidos en cuanto al Rocof son bastante similares en ambos escenarios hidrológicos. En el caso de estudio sin emulación de inercia, el Rocof aumenta alrededor de un 75% en ambos escenarios con respecto a sus respectivos escenarios base. La implementación de la emulación de inercia genera una reducción del Rocof respecto a los escenarios base, en un 32% y 16% para los Escenarios HE y TE, respectivamente. La mayor reducción en el Escenario HE se explica porque la generación eólica con respuesta inercial incorporada en este caso reemplaza mayoritariamente la generación de centrales hidráulicas (de baja inercia), mientras que en el Escenario TE se reemplaza mayoritariamente la generación térmica (de alta inercia), por lo que las posibilidades de mejorar la respuesta inercial son menores.

Si bien los resultados obtenidos en cuanto al Nadir en ambos escenarios presentan variaciones en la misma dirección (incrementando la máxima excursión de frecuencia) con respecto a los escenarios base, las magnitudes de estas variaciones exhiben diferencias significativas. En el Escenario HE, la máxima desviación de frecuencia se incrementa en un 28% y 14% para los casos sin y con emulación de inercia, respectivamente, comparados con el Escenario H0. Mientras que en el Escenario TE, la máxima desviación de frecuencia se incrementa en un 73% y 83% para los casos sin y con emulación de inercia, respectivamente, comparados con el Escenario T0. Esta diferencia está relacionada con la calidad de la regulación primaria disponible en cada Escenario, dada la configuración de la misma en el SIC. Por una parte, en una hidrología húmeda (estudiada en el Escenario HE), existe gran capacidad para asumir la regulación primaria de frecuencia, con gran cantidad de reserva en giro y varias centrales habilitadas para realizarla. En cambio, en escenarios de sequía (Escenario TE), la cantidad de centrales habilitadas es reducida y la reserva en giro es severamente limitada.

En ambos escenarios se llega al nivel de activación del primer escalón de EDAC, para el caso sin emulación de inercia. En cambio, para el caso de estudio con emulación de inercia, este nivel no se alcanza en el Escenario HE, pero sí lo hace en el Escenario TE. En general, el desempeño es peor en el Escenario TE, llegando incluso a un Nadir más bajo.

En la siguiente Figura se puede apreciar cómo actúa el control inercial, puesto que muestra la evolución de la potencia total generada por centrales eólicas en los Escenarios HE y TE, para ambos casos de estudio. En ella, se ve la reducción de la potencia inyectada por los parques eólicos, luego de pasados los primeros segundos de la perturbación, para el caso con control inercial.

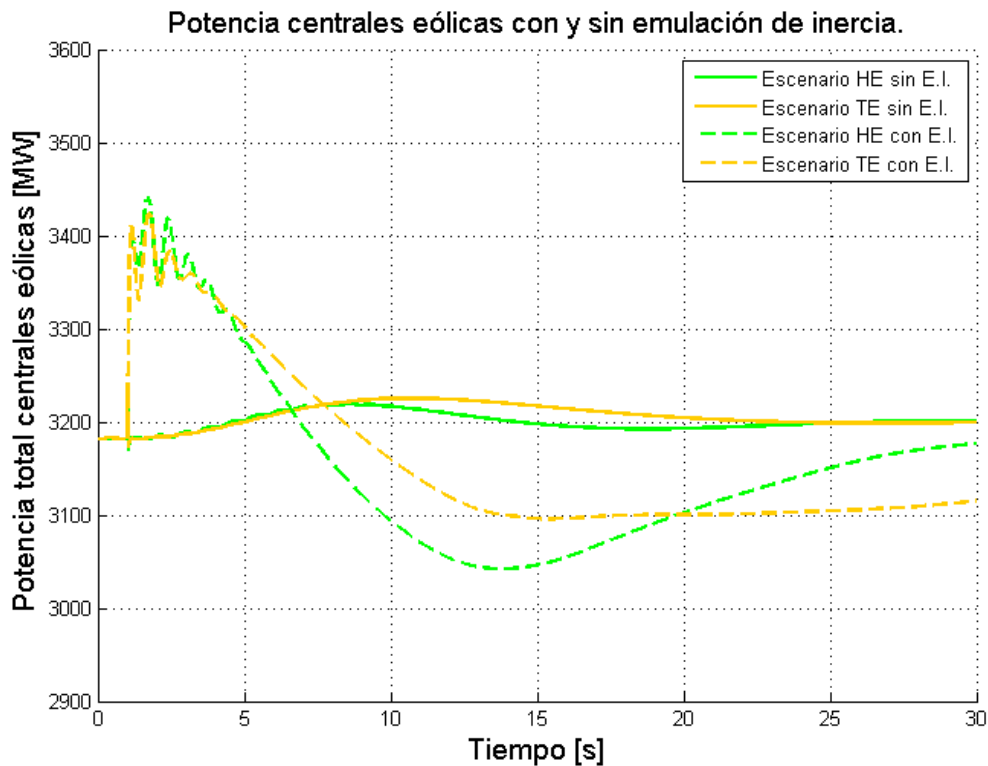


Figura 6.7 Potencia generada por las centrales eólicas en los escenarios HE y TE, con y sin emulación de inercia

Como se puede ver en el gráfico, la variación de la potencia generada por centrales eólicas, para el caso sin control inercial, es despreciable en ambos escenarios. Esto es consistente con los resultados esperados, pues no existe ningún esquema de control de potencia activa que devuelva la respuesta inercial natural a los generadores DFIG.

En el caso de estudio con emulación de inercia, se puede apreciar para ambos escenarios que la inyección de potencia aumenta aproximadamente en 200 MW durante los primeros segundos. Cabe notar que el tamaño de la perturbación es de 335 MW, por lo que más de la mitad del desbalance de carga es asumido por las centrales eólicas. Este aumento de la inyección disminuye paulatinamente de modo solidario con la derivada de la frecuencia hasta llegar al Nadir, que es el momento en que la potencia entregada al sistema vuelve al valor inicial. Los segundos siguientes

se produce una disminución de la potencia entregada, producto de la actuación de la regulación de frecuencia que eleva la frecuencia, de forma muy similar al comportamiento de una central térmica del sistema, como se puede ver en el Anexo G:. En los últimos segundos de la ventana estudiada se produce una diferencia entre ambos escenarios:

- En el Escenario HE, la frecuencia logra rápidamente un valor de régimen permanente y la potencia eólica vuelve dentro de los primeros 30 segundos al valor despachado inicialmente, pasando por una etapa de desaceleración del rotor (en donde se inyecta más potencia que la extraída del viento) y una etapa de aceleración (en donde se inyecta menos potencia que la extraída del viento). Esto demuestra que este esquema de control no requiere reserva de potencia, en circunstancias favorables para su funcionamiento (en particular, la robustez de la regulación primaria de frecuencia).
- En el Escenario TE, la recuperación de la frecuencia es más lenta y mantiene más tiempo a las centrales eólicas inyectando una potencia distinta a la extraída del viento. La diferencia entre ambas potencias es tomada de la energía cinética del rotor, variando su velocidad, lo cual saca al aerogenerador de su punto de máxima eficiencia y reduce la potencia extraída del viento, provocando un desbalance de carga aún mayor en el sistema. Es por esto que la diferencia negativa entre la potencia inyectada y la despachada no se debe completamente al funcionamiento del esquema de control, pues no tiene una relación directa con la señal de control de potencia generada en los controladores (ver Figura 6.6).

6.2 Sensibilidad del controlador

Tal como fue explicado en el Capítulo 5 del presente documento, el esquema de control que emula la respuesta inercial en los generadores DFIG tiene 3 parámetros principales que determinan su funcionamiento:

- La constante de tiempo del bloque derivador, T_D .
- La constante de tiempo del filtro, T_F .
- La constante de inercia usada en el esquema de control, H .

A continuación se presenta un estudio de sensibilidad de dos de las variables de diseño del controlador: la constante de inercia H y la constante de tiempo del filtro T_F . Este análisis fue realizado en base al Escenario HE.

6.2.1 Constante de inercia

La Figura 6.8 presenta la respuesta en frecuencia del sistema frente a la salida de 335 MW de generación, utilizando distintos valores de constante de inercia para las turbinas eólicas. Asimismo, en la Figura 6.9 se comprara la potencia total generada por las centrales eólicas, para los mismos casos estudiados. La Tabla 6.5 presenta los índices de desempeño calculados para cada caso, tomando como base de comparación, el Escenario HE con penetración eólica sin control inercial.

Sensibilidad del controlador con respecto a la constante de inercia usada

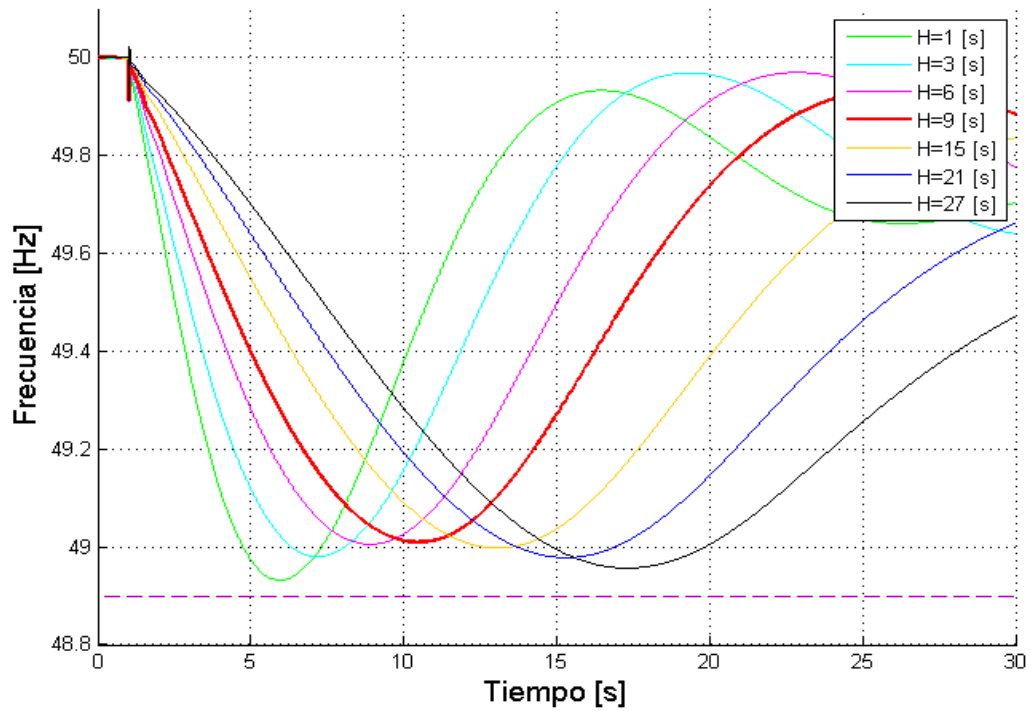


Figura 6.8 Sensibilidad de la respuesta de frecuencia del sistema con respecto a la constante de inercia H de los controladores de inercia

Sensibilidad del controlador con respecto a la constante de inercia usada

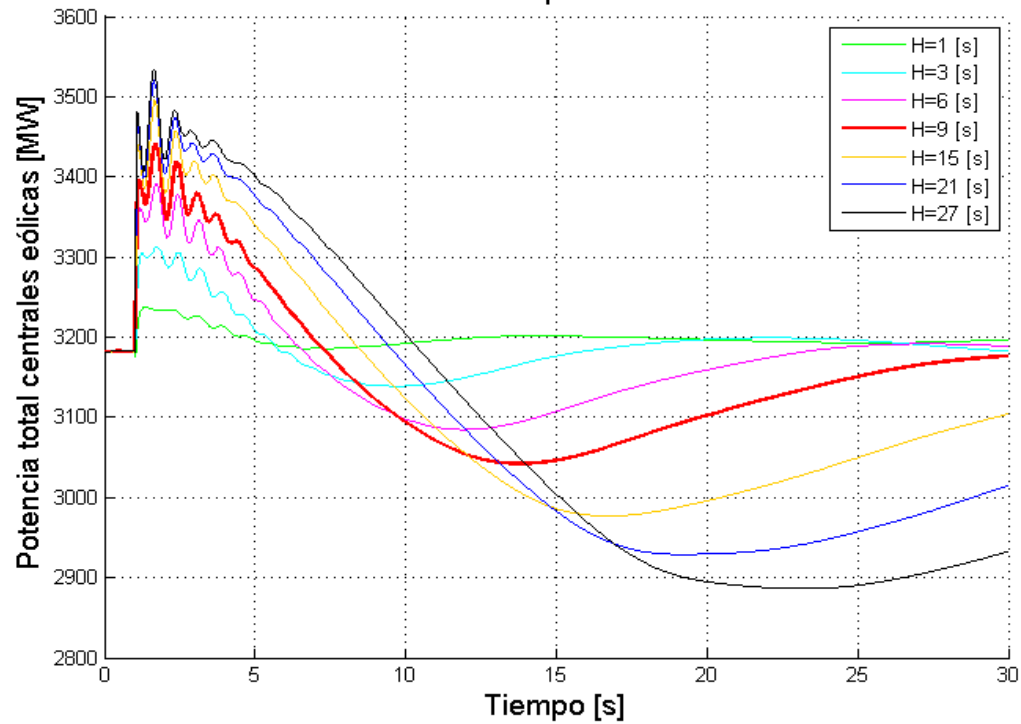


Figura 6.9 Sensibilidad de la generación eólica con respecto a la constante de inercia H de los controladores de inercia

Tabla 6.5 Índices de desempeño que caracterizan la sensibilidad del controlador con respecto a la constante de inercia

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Δf_{max} [Hz]	$\Delta\%$ [R]	$\Delta\%$ [Δf_{max}]
Escenario HE sin E.I.	-0,382	48,885	1,115	---	---
$H = 1$ [s]	-0,333	48,932	1,068	-13%	-4%
$H = 3$ [s]	-0,257	48,980	1,020	-33%	-9%
$H = 6$ [s]	-0,200	49,006	0,994	-48%	-11%
$H = 9$ [s]	-0,154	49,010	0,990	-60%	-11%
$H = 15$ [s]	-0,113	48,998	1,002	-70%	-10%
$H = 21$ [s]	-0,088	48,978	1,022	-77%	-8%
$H = 27$ [s]	-0,071	48,957	1,043	-81%	-6%

Los índices de desempeño evidencian la relación directa entre la constante de inercia usada y la reducción del Rocof durante los primeros segundos de la perturbación. Este comportamiento se ve reflejado también en el incremento de la potencia inyectada durante los primeros segundos (Figura 6.9), también relacionado directamente con el valor de inercia utilizado. Además, en el gráfico se puede observar que para valores mayores de H , tanto la caída de la frecuencia como la recuperación, son más lentas.

El Nadir, por otra parte, presenta resultados distintos. Para valores entre 1 y 6 segundos, la reducción del Rocof provoca una reducción de la desviación máxima de frecuencia. Para valores entre 6 y 15 segundos, la reducción del Rocof se integra a un retardo excesivo en la regulación primaria de frecuencia (por razones similares a las explicadas en la sección 3.2.3), por lo que el Nadir es prácticamente el mismo. Para valores de H mayores a 15 segundos, la energía cinética del rotor no es suficiente para sostener la señal de potencia implementada, por lo que la pérdida de eficiencia aerodinámica en las centrales eólicas provoca desbalances de carga que llegan a un punto tal que empeora el desempeño del sistema, logrando excursiones mayores de frecuencia. Estos resultados se ven claramente en la Figura 6.8, que muestra un incremento de los valores de Nadir hasta llegar a valores de H en torno a los 9 segundos, y luego un descenso para valores mayores de H .

Cabe mencionar que en ningún caso se alcanza el nivel de frecuencia que activa el EDAC. Por lo cual, basta con una constante de inercia igual a 1 segundo para evitar su activación.

Finalmente, para valores exageradamente mayores a la constante de inercia típica de una turbina eólica (del orden de 6 segundos), la extracción de energía cinética del rotor resulta excesiva y genera rápidamente una pérdida de eficiencia en la extracción de potencia del viento. Esto se puede apreciar en la Figura 6.8, para $H = 27$ [s], en que el gradiente de frecuencia es menor al resto de los casos durante los primeros 3 segundos de la falla, pero luego el gradiente se incrementa considerablemente.

En resumen, el controlador presenta un mejor desempeño para constantes de inercia cercanas al valor real característico de una turbina eólica, a saber, en torno a los 6 segundos

6.2.2 Constante de tiempo del filtro

La Figura 6.10 se presenta la respuesta en frecuencia del sistema frente a la salida intempestiva de 335 MW de generación, utilizando distintos valores de constante de tiempo para el filtro del esquema de control. Asimismo, en la Figura 6.11 se comprara la potencia total generada por las centrales eólicas, para los mismos casos estudiados. La Tabla 6.6 presenta los índices de desempeño calculados para cada caso, tomando como base de comparación, el Escenario HE con penetración eólica sin control inercial.

Sensibilidad del controlador con respecto a la constante de tiempo del filtro

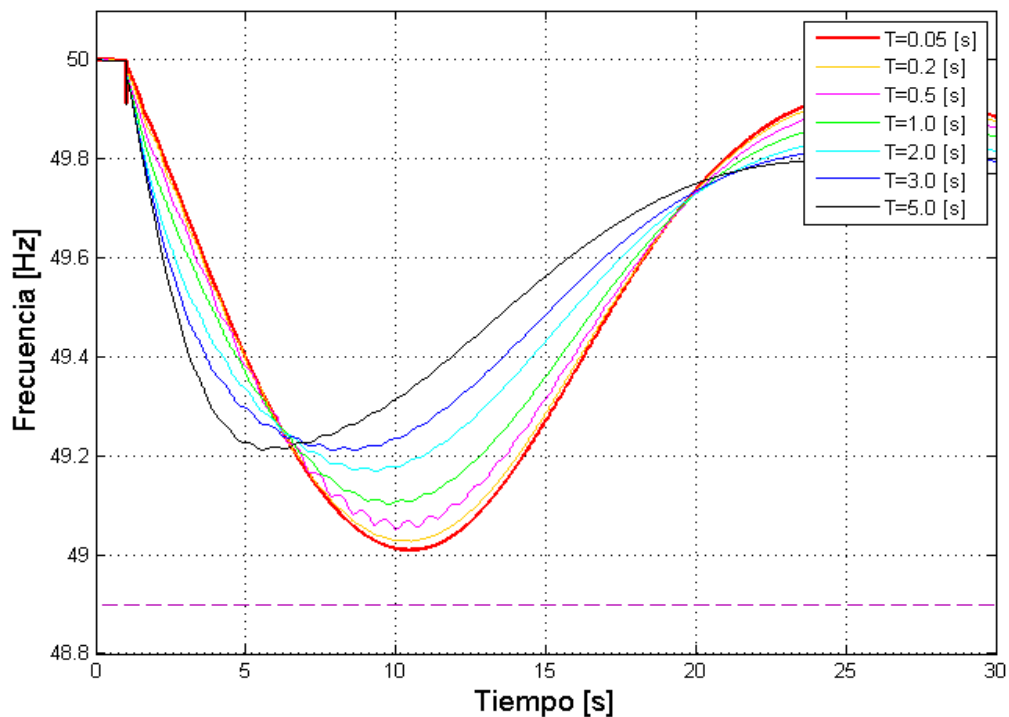


Figura 6.10 Sensibilidad de la respuesta de frecuencia del sistema con respecto a la constante de tiempo T_F del filtro de los controladores de inercia

Sensibilidad del controlador con respecto a la constante de tiempo del filtro

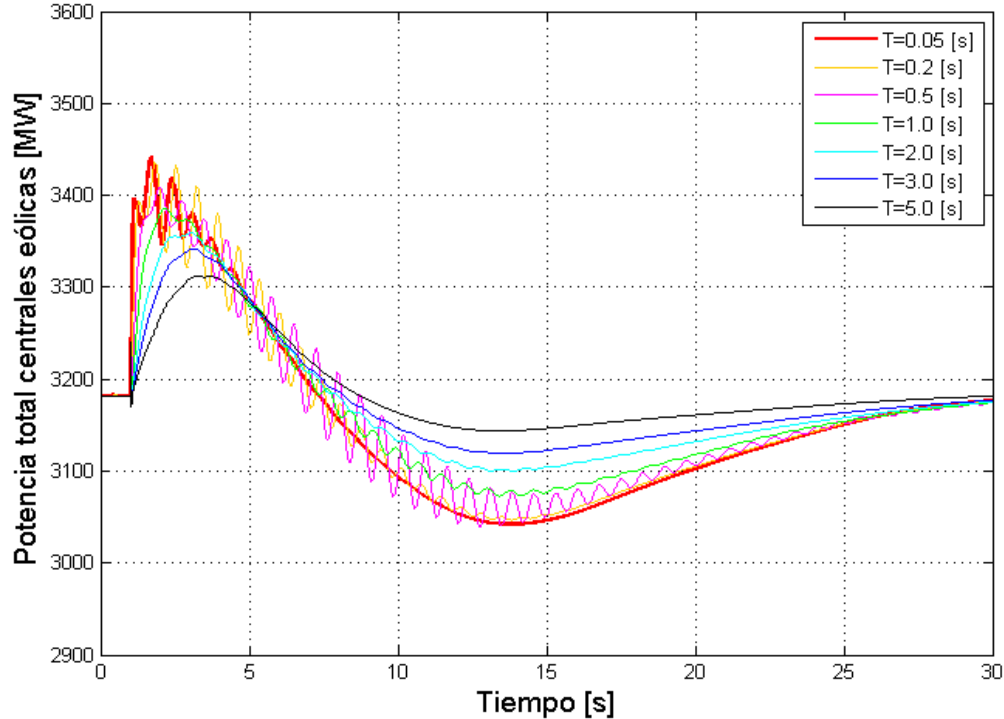


Figura 6.11 Sensibilidad de la generación eólica con respecto a la constante de tiempo T_F del filtro de los controladores de inercia

Tabla 6.6 Índices de desempeño que caracterizan la sensibilidad del controlador con respecto a la constante de tiempo del filtro

	Rocof [Hz/s]	Nadir [Hz]	Δf_{max} [Hz]	$\Delta\%$ [R]	$\Delta\%$ [Δf_{max}]
Escenario HE sin E.I.	-0,382	48,885	1,115	---	---
$T_F = 0,05[s]$	-0,156	49,009	0,991	-59%	-11%
$T_F = 0,20[s]$	-0,149	49,028	0,972	-61%	-13%
$T_F = 0,50[s]$	-0,157	49,052	0,948	-59%	-15%
$T_F = 1,00[s]$	-0,220	49,103	0,897	-42%	-20%
$T_F = 2,00[s]$	-0,268	49,169	0,831	-30%	-25%
$T_F = 3,00[s]$	-0,285	49,211	0,789	-25%	-29%
$T_F = 5,00[s]$	-0,308	49,212	0,788	-19%	-29%

De la Figura 6.10 se observa que a mayor T_F , menor es la máxima excursión de frecuencia del sistema, pero mayor es el Rocof inicial. Asimismo, la Figura 6.11 muestra que a mayor T_F se reduce tanto la magnitud del incremento inicial de potencia como su tasa de variación, después de la falla. Este fenómeno tiene dos consecuencias directas que pueden extraerse de la Tabla 6.6:

- La magnitud del Rocof aumenta considerablemente para valores mayores de T_F , debido a que las constantes de tiempo mayores reducen la rapidez con que la central eólica asume el desbalance de carga, teniendo en cuenta que la respuesta inercial natural de un

generador implica un incremento prácticamente inmediato de la potencia inyectada debido a la desaceleración del rotor (ver Anexo G:), dado que ésta es solidaria con la reducción de frecuencia del sistema, que también ocurre de forma abrupta.

- El desempeño del sistema en cuanto a la excursión de frecuencia es significativamente mejor para valores mayores de T_F , de hecho, la desviación de frecuencia se reduce casi en un 30% para $T_F = 5,00$ [s]. La explicación de ello radica en que la regulación primaria de frecuencia opera de mejor forma al asumir gradualmente los desbalances de potencia inducidos por el esquema de control implementado.

Por otra parte, se puede observar que constantes de tiempo mayores inducen oscilaciones en el sistema que comprometen la estabilidad del mismo. Estas oscilaciones se pueden apreciar tanto en la potencia inyectada por las centrales eólicas (Figura 6.10) como la frecuencia de la red (Figura 6.11). El fenómeno tiene una relación directa con la interacción que se produce entre el lazo de control implementado (considerando que este esquema gobierna más del 50% de la generación del sistema) y los controladores de velocidad de las máquinas convencionales, cuyas constantes de tiempo tienen valores similares.

En resumen, pese a que la excursión de frecuencia es mejor para valores mayores de constante de tiempo, el Rocof presenta un peor desempeño, ya que el uso de constantes mayores no representa adecuadamente la respuesta inercial “natural” de un generador. Además, la constante de tiempo del filtro puede inducir oscilaciones indeseadas en el estado transitorio luego de la perturbación, según la interacción que se pueda producir con los controladores de velocidad de las centrales convencionales.

7. Conclusiones

El trabajo realizado analiza la respuesta inercial del Sistema Interconectado Central, proyectado al año 2019 frente a un escenario de alta penetración de energía eólica, que corresponde al 20% de la capacidad total instalada del SIC proyectada al 2019. El análisis realizado considera la salida intempestiva de la central térmica más grande en operación, que corresponde a una contingencia crítica, en términos de estabilidad de frecuencia. Los escenarios concebidos para el estudio suponen dos tipos de hidrología, húmeda y seca, que redundan directamente en el tipo de centrales convencionales que asumen la mayor parte de la generación en cada uno, hidráulicas y térmicas, respectivamente. Además, representan una hora del año en que la demanda es mínima. Los dos casos de estudio comparados están definidos en base a la operación de los generadores eólicos con y sin un esquema de control que emula la respuesta inercial natural de las turbinas. Conjuntamente, se realizó un análisis de sensibilidad del esquema de control implementado con respecto a sus parámetros de diseño.

Los resultados demuestran que la respuesta inercial del sistema empeora frente a la penetración eólica a gran escala debido esencialmente a que las centrales eólicas, incapaces de proveer una respuesta inercial de forma natural por el desacople existente entre la velocidad del rotor y la frecuencia de la red (provocado por la conexión a la red mediante electrónica de potencia), desplazan fuera de servicio a centrales convencionales en el despacho, las cuales sí son capaces de contribuir a la inercia del sistema. Los resultados son muy similares para ambos escenarios hidrológicos.

Los principales problemas de operación asociados al deterioro de la respuesta inercial, a saber, la activación de los EDAC, se ven agravados por razones que también derivan de la penetración eólica a gran escala: entre las centrales desplazadas por la generación eólica, pueden salir de servicio centrales convencionales con capacidad de regular frecuencia, en consecuencia, la reserva en giro se reduce, y la regulación primaria de frecuencia empeora. Ambos fenómenos se conjugan para inducir desviaciones de frecuencia mayores durante las fallas, que hacen más probable la activación de los EDAC.

En el caso de estudio de alta penetración eólica sin emulación de inercia, el Rocof crece en un 72% para el escenario de hidrología húmeda, y en un 78% para el escenario de hidrología seca, en comparación con sus respectivos casos base sin penetración eólica. Por su parte, la desviación máxima de frecuencia se incrementa en un 28% para el escenario de hidrología húmeda, y en un 73% para el escenario de hidrología seca. En ambos casos, se alcanza el nivel de frecuencia que activa el primer escalón de EDAC. En suma, se observan problemas de seguridad en el sistema para las condiciones de operación seleccionadas en los casos de estudio, frente a la penetración masiva de generación eólica sin respuesta inercial consignada en el escenario eólico ventoso.

El esquema de control de emulación de inercia para los generadores DFIG tiene por objetivo “devolver” la respuesta inercial natural a las turbinas eólicas, y reducir así el Rocof frente a

perturbaciones. La incorporación de este sistema genera una disminución del Rocof de un 60% para el escenario de hidrología húmeda, con respecto al caso de estudio sin emulación de inercia, y de un 53% para el escenario de hidrología seca. Por otro lado, la máxima excursión de frecuencia se reduce en un 11% para el primer escenario, evitando así la activación del EDAC; pero aumenta en un 6% para el segundo, profundizando aún más la caída de frecuencia.

Los resultados que se pueden conseguir aplicando este tipo de compensación de respuesta inercial no dependen significativamente del tipo de generación (hidráulica o térmica) que predomina en el escenario de operación del sistema. Si bien en el caso de estudio sin penetración eólica existen diferencias significativas entre una hidrología y otra, el deterioro de la respuesta inercial debido a la penetración eólica y las mejoras logradas con el sistema de control sólo presentan pequeñas diferencias. Los resultados dependen más bien de la configuración y calidad de regulación de frecuencia que posea el sistema, y sus alteraciones con respecto a cada escenario de penetración eólica. Así, el buen desempeño de los controladores depende en gran medida, de cuan robusta sea la regulación primaria de frecuencia disponible en el sistema.

Dado el modo de regulación de frecuencia utilizado actualmente en el SIC, que contempla una central hidráulica como reguladora piloto y el resto de la reserva en giro distribuida entre un número limitado de centrales hidráulicas, el desempeño del control inercial es mucho mejor en un escenario de hidrología húmeda, ya que existe gran capacidad para asumir la regulación primaria de frecuencia, con una importante cantidad de reserva en giro y varias centrales habilitadas para realizarla. Al contrario, en escenarios de sequía, el número de centrales habilitadas es reducido y la reserva en giro es severamente limitada, por lo que el desempeño del control inercial es pobre.

Respecto al estudio de sensibilidad realizado sobre los parámetros de diseño del controlador, es posible decir que este presenta un mejor desempeño para constantes de inercia cercanas al valor real característico de una turbina eólica, a saber, en torno a los 6 segundos. Además, la constante de tiempo del filtro puede inducir oscilaciones indeseadas en el estado transitorio luego de una perturbación, según la interacción que se pueda producir con los controladores de velocidad de las centrales convencionales. La respuesta inercial natural de un generador implica un incremento brusco de potencia en el instante de la perturbación, por lo tanto, para recuperar consistentemente la inercia natural en los generadores DFIG, la constante de tiempo del filtro no puede ser mayor a 1 segundo.

A raíz del efecto negativo en la respuesta del sistema que muestran los resultados ante la inyección masiva de generación eólica, que podría comprometer eventualmente la seguridad del sistema, es recomendable abordar el tema a nivel de normativa. Idealmente, la norma técnica debería establecer requerimientos de incorporación de respuesta inercial por parte de generadores eólicos, considerando los requerimientos de reserva en giro y capacidad de regular frecuencia del sistema, ya que el desempeño del sistema de control depende en gran medida de la robustez de la regulación primaria. En particular, para el sistema en análisis, cabe mencionar que ya se han realizado estudios, y se encuentra en etapa de pruebas, la posibilidad de implementar un esquema

de control distribuido de frecuencia en el SIC que permita controlar de manera más eficiente y confiable, cumpliendo los estándares de seguridad y calidad de servicio establecidos en la norma técnica, los desbalances de potencia en el sistema que, además, se ven agudizados en función del grado de penetración eólica.

Finalmente, cabe destacar el buen desempeño del control diseñado bajo las circunstancias mencionadas, con mejoras significativas en el Rocof. Esto hace que la incorporación de respuesta inercial en los generadores DFIG, mediante un control vía convertidor, constituya una alternativa atractiva para compensar el deterioro de la respuesta del sistema frente a la incorporación de centrales eólicas, especialmente en sistemas en que predomina la generación hidráulica. Las principales ventajas con respecto a la incorporación de equipos adicionales (tales como sistemas de baterías, volantes de inercia, supercondensadores, etc.), son el casi nulo costo de inversión y la simplicidad del lazo de control implementado. Además, el esquema no necesita una operación *deloaded* para mantener reservas ya que la inercia del rotor es suficiente para asumir las fluctuaciones de potencia dirigidas por el controlador, lo cual representa una plusvalía significativa con respecto a otros sistemas de control mediante convertidor, como por ejemplo el *droop*, en los cuales la operación *deloaded* implica un costo económico al no poder comercializar la totalidad de la energía disponible.

El diseño del controlador implementado constituye la estructura básica de la emulación de inercia para los generadores DFIG, y puede ser una base para trabajos futuros. En ellos, se podría realizar una optimización de los parámetros de diseño y añadir funciones al esquema de control que permitan una respuesta más rápida y robusta. Además, resulta necesario evaluar en detalle los costos económicos de su implementación y el impacto en el mercado eléctrico de establecer requerimientos de inercia a nivel de normativa para generadores eólicos.

8. Bibliografía

- [1] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción, «Ley 20.257: Introduce modificaciones a la ley general de servicios eléctricos respecto de la generación de energía eléctrica con fuentes de energías renovables no convencionales», Santiago de Chile, 01 de abril de 2008.
- [2] Ministerio de Energía, «Ley 20.698: Propicia la ampliación de la matriz energética, mediante fuentes renovables no convencionales», Santiago de Chile, 22 de octubre de 2013.
- [3] Asociación de Generadoras de Chile, «Boletín del mercado eléctrico, Sector generación, Abril 2014», Santiago de Chile, 2014.
- [4] «Servicio de Evaluación Ambiental (SEA)», [En línea]. Disponible en: <<http://www.sea.gob.cl>> [Consulta: 08 de abril de 2014]
- [5] P. Tielens y D. V. Hertem, «Grid Inertia and Frequency Control in Power Systems with High Penetration of Renewables», *Young researchers symposium in Electrical Power Engineering, Edition 6*, Delft, Netherlands, 2012.
- [6] J. Stenzel, M. Pöller, H. Müller, et al., «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.
- [7] J. Duval y B. Meyer, «Frequency behavior of grid with high penetration rate of wind generation», *IEEE Bucharest Power Tech Conference*, 2009.
- [8] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, et al., «Definition and Classification of Power System Stability», *IEEE Transactions on Power Systems* 19(2), 2004.
- [9] C. Rahmann, *Apunte del curso "Fenómenos dinámicos en redes eléctricas"*, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2013.
- [10] P. Kundur, *Power System Stability and Control*, McGraw-Hill, 1994.
- [11] Comisión Nacional de Energía, «Norma técnica de seguridad y calidad de servicio», Santiago de Chile, marzo 2010.
- [12] D. Fuentes, *Apunte del curso "Análisis y operación de sistemas eléctricos de potencia"*, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2013.
- [13] R. D. A. Mullane, G. Lalor, D. Burke, et al., «An assessment of the impact of wind generation on system frequency control», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2010.
- [14] J. Morren, «Grid support by power electronic converters of distributed generation units, Ph.D. dissertation», 2006.
- [15] A. Castillo, «Respuesta inercial de sistemas de potencia con grandes inyecciones de generación fotovoltaica», Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2013.
- [16] P. Anderson y A. Fouad, *Power System Control and Stability*, 2ª ed., John Wiley & Sons, 2003.
- [17] P. Sauer y M. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, Prentice Hall, 1998.
- [18] Q. Lu, W. Hu, J. Li, et al., «Research on Frequency Simulation Model and Control Strategy of Hydropower Islands», *The International Conference on Advanced Power System Automation and Protection*, 2011.
- [19] WORKING GROUP on Prime Mover and Energy Supply Models for System Dynamic Performance Studies, «Hydraulic Turbine and Turbine Control Models for System Dynamic Studies», *IEEE Transactions on Power Systems* 7(1), 1992.
- [20] C. Sanathanan, «Accurate Low Order Model For Hydraulic Turbine-Penstock», *IEEE Transactions on Energy Conversion* EC-2(2), 1987.

- [21] R. Oldenburger y J. Donelson, «Dynamic Response of a Hydroelectric Plant», 1962.
- [22] Y. C. Choo, K. M. Muttaqi, y M. Negnevitsky, «Modelling of Hydraulic Turbine for Dynamic Studies and Performance Analysis».
- [23] J. Machowski, J. Bialek, y J. Bumby, *Power System Dynamics and Stability*, John Wiley & Sons, 1997.
- [24] Hartwanger y A. Horvat, «3D Modelling of a Wind Turbine Using CDF», 2008.
- [25] J. Monteiro, «Modelación dinámica de parques eólicos para una integración masiva en el SIC», Memoria para optar al título de ingeniero civil electricista, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2008.
- [26] K. Okedu, «Wind Turbine Driven by Permanent Magnet Synchronous Generator».
- [27] G. Lalor, A. Mullane, y M. O'Malley, «Frequency Control and Wind Turbine Technologies», *IEEE Transactions on Power Systems* 20(4), 2005.
- [28] J. Brisebois y N. Aubut, «Wind Farm Inertia Emulation to Fulfill Hydro-Québec's Specific Need», 2011.
- [29] Y.-z. Sun, Z.-s. Zhang, G.-j. Li, et al., «Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration», *International Conference on Power System Technology*, 2010.
- [30] G. Ramtharan, J. Ekanayake, y N. Jenkins, «Frequency support from doubly fed induction generator wind turbines», *IET Renewable Power Generation*, 2007.
- [31] F. Salinas, «Análisis de oscilaciones interárea ante distintas alternativas de interconexión SIC-SING», Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2014.
- [32] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de precios de nudo de corto plazo, Abril de 2013, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe técnico definitivo», Santiago de Chile, 2013.
- [33] Comisión Nacional de Energía, «Fijación de precios de nudo de corto plazo, Abril de 2014, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe técnico definitivo», Santiago de Chile, Abril 2014.
- [34] «Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)», [En línea]. Disponible en: <<http://www.cdec-sic.cl>> [Consulta: 10 de abril de 2014]
- [35] CDEC-SIC, Dirección de Peajes, «Informe Definitivo, Revisión 2013 estudio de transmisión troncal cuatrenio 2011-2014», Santiago de Chile, 2013.
- [36] T. Ackermann, *Wind power in power systems*, John Wiley & Sons, 2005.
- [37] CDEC-SIC, Dirección de Operación, «Estudio esquemas de desconexión automáticos de carga 2008-2009», Santiago de Chile, 2008.
- [38] J. Tande y E. Muljadi, «Dynamic models of wind farms for power system studies».
- [39] A. Petersson, «Analysis, modeling and control of Doubly-Fed Induction Generators for Wind Turbines», Chalmers University of Technology, Division of Electric Power Engineering, Department of Energy and Environment, Sweden, 2005.
- [40] J. Zhang, M. Chen, Z. Che, et al., «Pitch Angle Control for Variable Speed Wind Turbines», *Third International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies*, 2008.
- [41] F. González-Longatt, «Modelación del Rotor de Turbinas de Viento en Simulación de Sistemas de Potencia: Parte III», Reporte de investigación, 2007.
- [42] R. G. d. Almeida, J. A. P. Lopes, y J. A. L. Barreiros, «Improving power system dynamic behavior through doubly fed induction machines controlled by static converters using fuzzy control», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2004.

- [43] L. Bolaños, «Control vectorial de par velocidad en motores de inducción», Trabajo de graduación, 2005.
- [44] DIGSILENT Support, «Generic Model Description, DFIG Template», 2011.
- [45] R. Thomas y A. Rosa, The analysis and design of linear circuits, 4^a ed., John Wiley & Sons, 2004.
- [46] J. Ekanayake y N. Jenkins, «Comparison of the response of doubly fed and fixed-speed induction generator wind turbines to changes in network frequency», *IEEE Transactions on Energy Conversion* 19(4): 800-802, 2004.
- [47] P. K. Keung, P. Li, H. Banakar, et al., « Kinetic energy of windturbine generators for system frequency support», *IEEE Transactions on Power Systems* 24(1): 279-287, 2009.
- [48] J. Morren, S. W. H. d. Haan, W. L. Kling, et al., «Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control», *IEEE Transactions on Power Systems*, 2006.
- [49] B. Chowdhury y H. Ma, «Frequency regulation with wind power plants», *PESGM*, 2008.
- [50] A. G. G. Rodríguez, A. G. Rodríguez, y M. B. Payán, «Estimating Wind Turbines Mechanical Constants».
- [51] Estudios Eléctricos y CDEC-SIC, «Esquema de regulación distribuida de frecuencia en el SIC», Santiago de Chile, 2009.

Anexo A: Descripción del SIC

El Sistema Interconectado Central (SIC) es un sistema eléctrico de potencia que abarca la mayor parte del territorio continental de Chile. Se extiende entre la rada de Paposo por el norte (Segunda región) y la isla grande de Chiloé por el sur (Décima región), abasteciendo de energía eléctrica a cerca del 92% de la población. Debido al vasto territorio que recorre, el SIC integra regiones de diversas condiciones geográficas y climáticas.

El SIC constituye un sistema aislado de 50 Hz con una demanda punta de 7500 MW. Actualmente, la capacidad instalada es de aproximadamente 14 GW de potencia. El sistema está caracterizado por una matriz hidro-térmica, basada en centrales que funcionan a partir de la energía obtenida del carbón, petróleo, gas natural, agua embalsada y afluentes pluviales. Las centrales térmicas constituyen el 56% de la capacidad instalada, mientras que las centrales hidráulicas representan el 42%. La demanda del sistema está caracterizada por un 40% de consumos industriales y un 60% de consumos residenciales. El parque generador está concentrado en polos que, en su mayoría, se encuentran alejados de los grandes centros de consumo.

El sistema de transmisión comprende una red troncal de líneas con tensiones nominales de 500 kV y 220 kV, y sistemas de sub-transmisión y transmisión adicional con tensiones menores o iguales a 110 kV.

Anexo B: Modelo eléctrico utilizado en las simulaciones

El modelo eléctrico simplificado del SIC proyectado para el año 2019, en el que se implementaron los modelos y se realizaron las simulaciones de la presente memoria, se muestra a continuación. El modelo está implementado en el software *Digsilent Power Factory 15.0.1*, cuya licencia se encuentra a disposición del Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile.

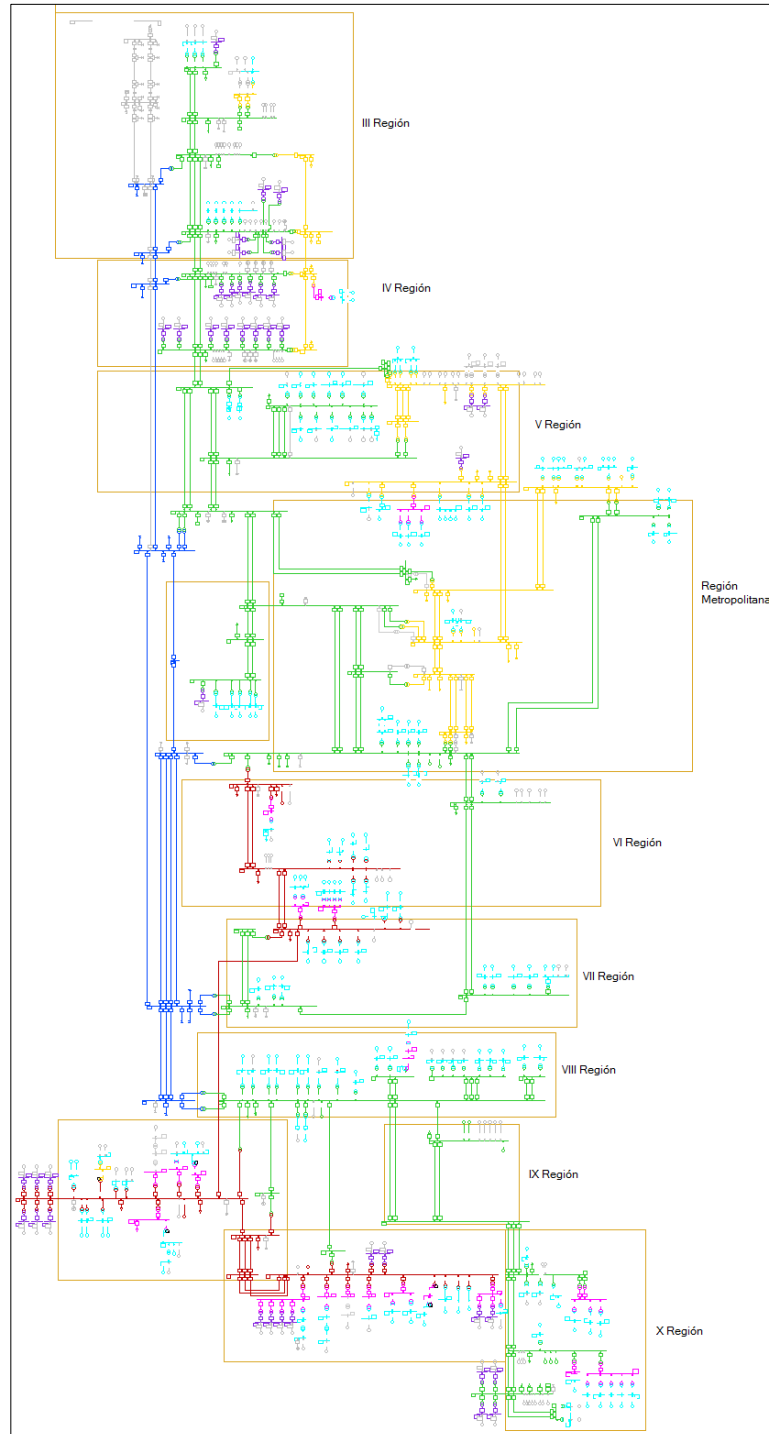


Figura B.1 Diagrama unilineal del modelo del SIC implementado en Digsilent

Anexo C: Descripción del modelo PLP usado para determinar los despachos

El modelo de programación de largo plazo (PLP) utilizado en el presente trabajo para determinar las condiciones de operación de cada escenario corresponde al usado en CDEC-SIC para la revisión anual del Estudio de Transmisión Troncal del 2013.

El modelo comprende simulaciones para 51 hidrologías distintas. Las simulaciones se realizan con un horizonte de 15 años, y estiman la operación del sistema secuencialmente por etapas, en función del costo futuro del agua embalsada y los costos variables de generación de las centrales térmicas. El modelo PLP divide el total de las horas de un mes en cuatro bloques, a partir de la curva de duración de la demanda, que ordena las horas del mes decrecientemente de acuerdo a su demanda. Cada uno de estos bloques corresponde a una etapa del modelo, para la cual se estima la operación y la generación de energía para cada central.

Los resultados seleccionados para el despacho de los escenarios base del presente trabajo (H0 y T0) consideran las simulaciones realizadas para las dos hidrologías extremas, y se refieren a la etapa del PLP de menor demanda del mes de mayo del año 2019 (que corresponde al cuarto bloque de la curva de duración de la demanda mensual). El modelo entrega, además, los costos variables de las centrales térmicas y los costos de oportunidad de los embalses, los cuales son utilizados en este trabajo para determinar la generación de cada central convencional en los escenarios HE y TE, considerando la salida de las centrales convencionales más caras para conservar el balance de potencia frente a la entrada de centrales eólicas.

Anexo D: Descripción del esquema de EDAC definido para el SIC

El esquema de EDAC definido para el SIC, incorpora seis escalones, de los cuales dos son activados por gradiente de frecuencia (-0,6 Hz/s) y supervisados por frecuencia absoluta (49,0 Hz y 48,8 Hz), mientras que los cuatro escalones restantes operaran por frecuencia absoluta (48,9 Hz, 48,7 Hz, 48,5 Hz y 48,3 Hz). La siguiente tabla resume los EDAC por baja frecuencia determinados, donde los porcentajes están referidos a la demanda de cada zona:

Tabla D.1 Detalle de los escalones de EDAC en el SIC

Ajuste umbral de frecuencia [Hz]	Porcentajes de participación en EDAC por baja frecuencia						% TOTAL
	49,0	48,9	48,8	48,7	48,5	48,3	
Ajuste gradiente de frecuencia [Hz/s]	-0,6	---	-0,6	---	---	---	
ZONA	% de carga	% de carga	% de carga	% de carga	% de carga	% de carga	
Atacama	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Coquimbo	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Quinta Región	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Metropolitana	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Troncal centro	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Sistema 154 – 66 kV	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Charrúa	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Concepción	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
Araucanía	7,2%	1,8%	7,2%	1,8%	1,8%	1,8%	21,6%
% TOTAL DE CARGA DEL SIC QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA							21,6%

En las simulaciones realizadas, el gradiente de frecuencia no supera en ningún caso los 0,3 Hz/s. Por lo tanto, la condición crítica de operación del sistema está representada por la activación del primer escalón de EDAC de frecuencia absoluta, que corresponde al umbral de frecuencia absoluta de 48,9 Hz.

Anexo E: Proyectos eólicos considerados en el estudio

Tabla E.1 Parques eólicos considerados en el estudio

Nombre del proyecto	Barra de conexión (modelo)	Potencia máxima prevista [MW]	Potencia instalada (modelo) [MW]	Número de máquinas DFIG (modelo)
Taltal	Paposo 220 kV	99,0	98	49
San Juan de Chañaral de Aceituno	Maitencillo 220 kV	186,0	186	93
Cabo Leones	Maitencillo 220 kV	170,0	170	85
Cabo Leones II	Maitencillo 220 kV	204,0	204	102
Sarco	Maitencillo 220 kV	237,5	238	119
Punta Colorada	Maitencillo 220 kV	20,0	20	10
Punta Colorada (Ampliación)	Maitencillo 220 kV	16,0	16	8
Canela II	Los Vilos 220kV	60,0	60	30
Canela	Los Vilos 220kV	18,2	18	9
Totalal	Los Vilos 220kV	46,0	46	23
Hacienda Quijote	Los Vilos 220kV	26,0	26	13
La Gorgonia	Los Vilos 220kV	76,0	76	38
La Cachina	Los Vilos 220kV	66,0	66	33
Punta Palmeras	Los Vilos 220kV	66,0	66	33
Punta Sierra	Los Vilos 220kV	108,0	108	54
Monte Redondo	Pan de Azúcar 220 kV	74,0	74	37
Los Cururos Sur	Pan de Azúcar 220 kV	72,0	72	36
El Arrayán	Pan de Azúcar 220 kV	115,0	114	57
La Cebada	Pan de Azúcar 220 kV	48,3	48	24
Talinay	Pan de Azúcar 220 kV	500,0	500	250
Talinay II	Pan de Azúcar 220 kV	500,0	500	250
Llay-Llay	Las Vegas 110 kV	56,0	56	28
Laguna Verde	San Pedro 110 Kv	19,5	20	10
Las Dichas	San Pedro 110 kV	16,0	16	8
Ucuquer	Rapel 220 kV	16,2	16	8
Altos de Hualpén	Hualpén 154 kV	20,0	20	10
Chome	Hualpén 154 kV	12,0	12	6
Arauco	Horcones 66 kV	100,0	100	50
Las Peñas	Horcones 66 kV	9,0	10	5
Raki	Lebu 66 kV	9,0	8	4
Lebu Sur	Lebu 66 kV	108,0	108	54
Lebu Sur II	Lebu 66 kV	158,0	158	79
Lebu Cristoro	Lebu 66 kV	6,5	6	3
Cuel	Charrúa 154 kV	36,8	36	18
Alena	Charrúa 154 kV	107,5	108	54
San Manuel	Charrúa 154 kV	57,5	58	29
Collipulli	Charrúa 154 kV	48,0	48	24
Tolpán	Charrúa 154 kV	204,0	204	102
Renaico	Charrúa 154 kV	105,6	106	53
San Pedro	Puerto Montt 220 kV	36,0	36	18
San Pedro (Ampliación)	Puerto Montt 220 kV	216,0	216	108
Llanquihue	Puerto Montt 220 kV	73,6	74	37
Ancud	Puerto Montt 220 kV	120,0	120	60

Anexo F: Despacho de centrales para cada escenario

Tabla F.1 Despacho de centrales en servicio para cada escenario

Central	Despacho Escenario H0 [MW]	Despacho Escenario T0 [MW]	Despacho Escenario HE [MW]	Despacho Escenario TE [MW]
ABANICO	68,6	43,5	---	---
ALFALFAL	28,6	79,1	28,6	30,0
ANGOSTURA	302,5	43,0	200,0	---
ANTUCO	318,0	49,1	170,0	---
ARAUCO	2,9	2,9	---	2,9
BLANCO	17,7	9,3	17,7	---
BOCAMINA	---	105,9	---	---
BOCAMINA_2	---	334,8	---	---
CAMPICHE	236,9	236,9	---	236,9
CAPULLO	8,8	4,9	---	---
CARBON_VIII_R	260,0	260,0	---	260,0
CARENA	8,5	8,1	---	---
CELCO_1	2,9	2,9	---	2,9
HIDRO_BONITO	8,8	2,4	---	---
CHACABUQUITO	15,9	10,4	---	10,0
CHACAYES	57,9	32,6	57,9	32,6
CHIBURGO	14,4	4,6	---	---
CHOLGUAN	8,7	8,7	8,7	8,7
CIPRESES	---	31,6	---	15,0
COLBUN	261,4	356,2	150,0	70,0
CONFLUENCIA	37,2	15,9	---	15,9
COYA	10,8	10,1	---	---
CURILLINQUE	65,3	35,3	65,3	35,3
DESECHOS_VII	23,8	23,8	23,8	23,8
DESECHOS_VIII	8,7	8,7	8,7	8,7
EL_PASO	26,1	12,1	26,1	10,0
ELMANZANO	4,2	3,7	---	---
EL_TORO	140,9	---	100,0	---
ENERGIA_PACIFICO	13,8	13,8	---	13,8
ESCUADRON	12,0	12,0	---	---
FLORIDA	13,5	11,2	13,5	---
GEOTERMICA_CALABOZO	38,3	38,3	38,3	38,3
GEOTERMICA_POTRERILLOS	28,4	28,4	28,4	28,4
GUACOLDA_1	139,9	139,9	---	---
GUACOLDA_2	139,9	139,9	---	---
GUACOLDA_3	86,6	86,6	86,6	86,6
GUACOLDA_4	86,6	86,6	86,6	86,6
GUACOLDA_5	102,3	102,3	---	102,3
GUAYACAN	12,0	1,6	---	---
HIDRO_RM	157,4	125,0	100,0	49,9
HIDRO_VII	29,9	16,5	---	---
HIDRO_VIII	85,3	4,3	---	---
HORNITOS	23,1	21,9	23,1	10,0
ISLA	52,3	28,3	52,3	---
JUNCAL	10,2	9,6	---	---
LA_HIGUERA	69,6	30,5	69,6	30,5
LAUTARO	24,0	24,0	---	---
LICAN	17,0	3,4	---	---
LICANTEN	1,9	1,9	1,9	1,9
LIRCAY	9,9	9,9	---	9,9
LOMA_ALTA	29,1	15,7	---	---

Central	Despacho Escenario H0 [MW]	Despacho Escenario T0 [MW]	Despacho Escenario HE [MW]	Despacho Escenario TE [MW]
LOS_COLORADOS_1	14,0	14,0	14,0	14,0
LOS_MOLLES	6,9	3,6	---	---
LOS_QUILOS	24,8	16,1	24,8	10,0
MACHICURA	50,9	81,0	---	---
MAITENES	14,7	14,9	---	10,0
MAMPIL	44,1	5,0	---	5,0
MASISA	10,5	10,5	---	10,5
NEHUENCO_1	---	333,0	---	---
NEHUENCO_2	---	374,0	---	---
NUEVA_RENCA	---	115,9	---	---
NUEVA_ALDEA_1	13,5	13,5	13,5	13,5
NUEVA_ALDEA_3	35,8	35,8	35,8	35,8
OJOSDEAGUA	9,0	6,4	---	---
PALMUCHO	31,0	31,0	---	31,0
PANGUE	212,1	55,9	---	30,0
PEHUENCHE	472,1	275,8	115,0	115,0
PETROPOWER	52,4	52,4	52,4	52,4
PEUCHEN	72,6	6,9	32,0	6,9
PICOIQUEN	13,0	3,1	---	---
PILMAIQUEN	37,5	17,6	---	17,6
PULELFU	6,5	1,7	---	---
PULLINQUE	25,2	13,1	---	10,0
PUNTILLA	18,5	17,8	18,5	10,0
QUILLECO	70,0	18,9	50,0	18,9
RALCO	213,6	45,1	---	30,0
RAPEL	180,3	45,7	120,0	---
RUCATAYO	41,5	19,5	---	19,5
RUCUE	166,4	44,0	100,0	---
SAN_ANDRES	12,0	2,6	---	---
SAN_PEDRO	156,0	64,6	240,0	---
SAN_IGNACIO	28,6	28,6	28,6	28,6
SAN_ISIDRO_2	---	342,0	---	342,0
SANTA_FE	57,8	57,8	19,6	35,6
SANTA_MARIA	334,8	334,8	334,8	334,8
SAUZAL_1	25,6	11,6	25,6	6,8
SAUZAL_2	34,9	15,8	34,9	15,8
VALDIVIA	35,7	35,7	35,7	35,7
VENTANAS_1	---	105,0	---	---
VENTANAS_2	203,5	203,5	---	192,9
NUEVA_VENTANAS	43,1	243,8	---	---
VOLCAN_QUELTEHUES	30,0	30,0	30,0	30,0
P. Eólico Alena	---	---	81,0	81,0
P. Eólico Altos de Hualpén	---	---	15,0	15,0
P. Eólico Ancud	---	---	90,0	90,0
P. Eólico Arauco	---	---	75,0	75,0
P. Eólico Cabo Leones	---	---	127,5	127,5
P. Eólico Cabo Leones II	---	---	153,0	153,0
P. Eólico Canela	---	---	13,5	13,5
P. Eólico Canela II	---	---	45,0	45,0
P. Eólico Chome	---	---	9,0	9,0
P. Eólico Collipulli	---	---	36,0	36,0
P. Eólico Cuel	---	---	27,0	27,0
P. Eólico El Arrayan	---	---	85,5	85,5
P. Eólico Hacienda Quijote	---	---	19,5	19,5
P. Eólico La Cachina	---	---	49,5	49,5

Central	Despacho Escenario H0 [MW]	Despacho Escenario T0 [MW]	Despacho Escenario HE [MW]	Despacho Escenario TE [MW]
P. Eólico La Cebada	---	---	36,0	36,0
P. Eólico La Gorgonia	---	---	57,0	57,0
P. Eólico Laguna Verde	---	---	15,0	15,0
P. Eólico Las Dichas	---	---	12,0	12,0
P. Eólico Las Peñas	---	---	7,5	7,5
P. Eólico Lebu Sur	---	---	81,0	81,0
P. Eólico Lebu Sur II	---	---	118,5	118,5
P. Eólico Lebu-Cristoro	---	---	4,5	4,5
P. Eólico Llanquihue	---	---	55,5	55,5
P. Eólico Llay-Llay	---	---	42,0	42,0
P. Eólico Los Cururos	---	---	54,0	54,0
P. Eólico Monte Redondo	---	---	55,5	55,5
P. Eólico Punta Colorada	---	---	15,0	15,0
P. Eólico Punta Colorada 2	---	---	12,0	12,0
P. Eólico Punta Palmeras	---	---	49,5	49,5
P. Eólico Punta Sierra	---	---	81,0	81,0
P. Eólico Raki	---	---	6,0	6,0
P. Eólico Renaico	---	---	79,5	79,5
P. Eólico San Juan de Ch. de A.	---	---	139,5	139,5
P. Eólico San Manuel	---	---	43,5	43,5
P. Eólico San Pedro	---	---	27,0	27,0
P. Eólico San Pedro 2	---	---	162,0	162,0
P. Eólico Sarco	---	---	178,5	178,5
P. Eólico Talinay	---	---	375,0	375,0
P. Eólico Talinay II	---	---	375,0	375,0
P. Eólico Taltal	---	---	73,5	73,5
P. Eólico Tolpán	---	---	153,0	153,0
P. Eólico Totoral	---	---	34,5	34,5
P. Eólico Ucuquer	---	---	12,0	12,0

Anexo G: Potencia inyectada por centrales convencionales

La Figura G.1 y la Figura G.2, a continuación, muestran la potencia inyectada por la central Campiche (térmica) y la unidad 1 de la central Pehuenche (hidráulica) durante la perturbación estudiada en el escenario T0.

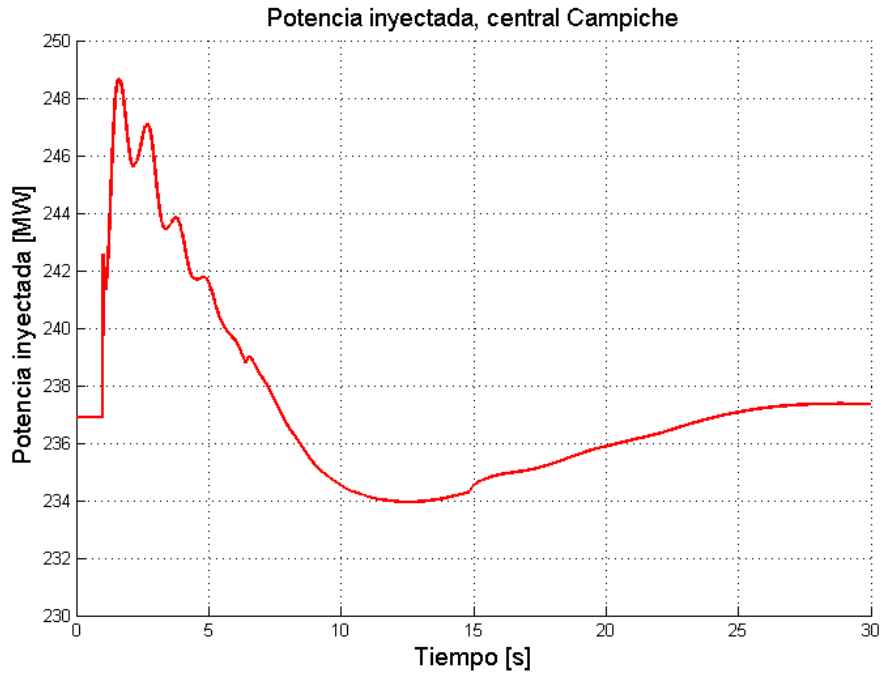


Figura G.1 Potencia inyectada por la central Campiche en el escenario de estudio T0

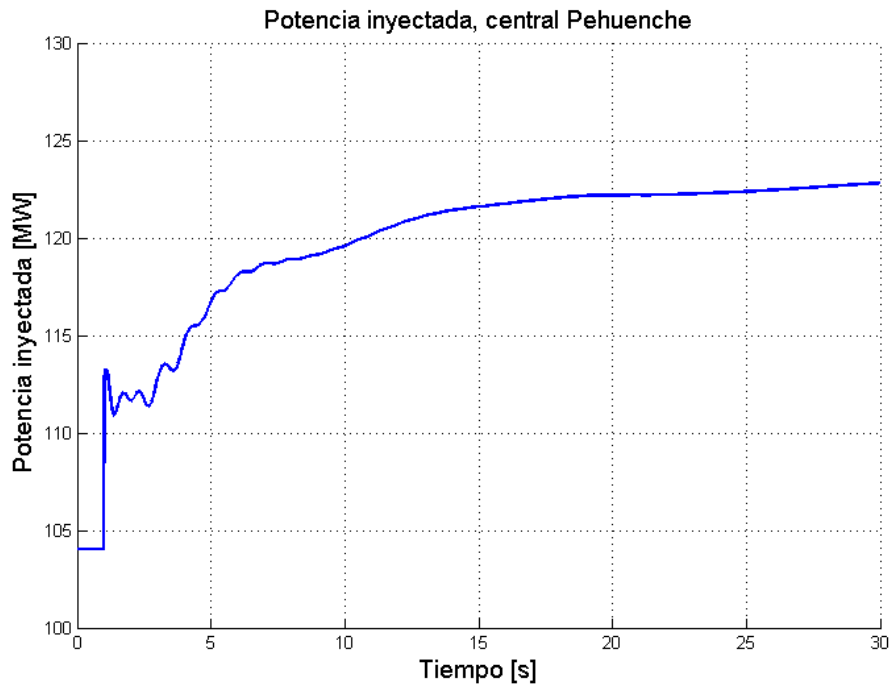


Figura G.2 Potencia inyectada por la central Pehuenche en el escenario de estudio T0

La central Campiche opera en base a carbón, tiene una constante de inercia de 3,86 segundos, y no está habilitada para realizar regulación primaria de frecuencia. Mientras que la central Pehuenche, hidráulica de embalse, opera con dos máquinas generadoras, cada una de las cuales tiene una inercia de 4,00 segundos, forma parte de la reserva en giro del sistema y, en el escenario estudiado, opera como la reguladora piloto.

Los gráficos muestran la marcada diferencia entre las respuestas dinámicas de cada central. Mientras la central Campiche muestra un incremento brusco de potencia al momento de la falla para luego caer de forma prácticamente proporcional a la derivada de la frecuencia del sistema, la unidad 1 de Pehuenche presenta el mismo incremento brusco al momento de la falla, pero luego de 3 segundos comienza a operar como parte de la regulación primaria de frecuencia, elevando la potencia inyectada para asumir los desbalances de potencia provocados por la perturbación.

El sistema de control implementado para los generadores DFIG, tiene un comportamiento muy similar al que adopta la central Campiche, es decir, una central de inercia cercana a la media, sin capacidad para regular frecuencia.