



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

**DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL PARA RESPUESTA INERCIAL EN
GENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

CAMILO ALONSO SALINAS SANCHEZ

PROFESOR GUÍA:

CLAUDIA RAHMANN ZUÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:

PATRICIO MENDOZA ARAYA

ALFREDO SCHNELL DRESEL

SANTIAGO DE CHILE

2016

DISEÑO DE ESQUEMAS DE CONTROL PARA RESPUESTA INERCIAL EN GENERADORES DE INDUCCIÓN DOBLEMENTE ALIMENTADO (DFIG)

Las tecnologías ERNC han ido en aumento a nivel mundial en el último tiempo, diferentes operadores de sistemas se han enfrentado a nuevos desafíos para mantener la estabilidad del sistema, particularmente, la estabilidad de frecuencia, donde la inserción masiva de generación renovable empeora la respuesta en frecuencia del sistema producto de la conexión vía convertidor en el caso de centrales fotovoltaicas y eólicas. Chile no es la excepción, según los informes del Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), existen gran cantidad de proyectos ERNC, tanto para el Sistema Interconectado Norte Grande (SING) como para el Sistema Interconectado Central (SIC) que pretenden entrar en operación en el sistema. Por ello se hace necesario investigar con estudios dinámicos los posibles problemas ante la inserción masiva de nuevas tecnologías renovables, y también poder mitigar los diferentes problemas, en particular la respuesta inercial, la cual es empeorada ante la inserción masiva de ERNC conectadas vía convertidor.

Dado lo anterior, se trabaja en un escenario proyectado al año 2030, con el fin de evaluar la estabilidad en frecuencia en el sistema SIC-SING interconectado frente a una alta generación eólica. El estudio consiste en hacer un análisis de sensibilidad para diseñar esquemas de control inercial adecuado a los generadores eólicos *DFIG* para poder contribuir a la respuesta inercial del sistema ante contingencias, y por consiguiente, mejorar la respuesta en frecuencia del sistema, manteniendo la estabilidad de este.

Se implementan 3 esquemas de control inercial en los *DFIG*, el primero de ellos, el control droop, el cual mejora el punto mínimo de frecuencia (Nadir) que se alcanza ante desbalances carga/generación. Se obtuvo que la mejor respuesta inercial se alcanza cuando el control droop tiene valores de 16% para el estatismo y una constante de tiempo de 20 segundos para el filtro pasa alto. Se mejora un 3,05% los índices de desempeño ponderados en comparación con el caso base.

El segundo esquema de control, el control inercial derivativo, mejora principalmente la tasa de cambio de la frecuencia (*ROCOF*), donde se obtuvo que la mejor respuesta inercial se alcanza cuando las variables constante de inercia y constante de tiempo del filtro pasa bajo toman valores de 12 y 2 segundos respectivamente. Con estos valores se ve una mejora del 4,67% en los índices de desempeño ponderados.

Finalmente el esquema de control, que combina los dos controles anteriores, presenta mejoras tanto en el *ROCOF* como en el Nadir, sin embargo empeora el error en régimen permanente. Se tiene que sus valores óptimos son para el estatismo igual a 25% y constante de inercia de 12 segundos. Con los valores óptimos, se tiene una mejora del 4,34% en los índices de desempeño ponderados, en comparación con el caso base.

Se determinó que el mejor esquema de control a implementar en los *DFIG* para el escenario proyectado, es el control inercial derivativo, que presenta el mejor valor de índices ponderado.

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi familia por su constante apoyo en mi vida, queriendo y deseando siempre lo mejor para mí, tanto en el presente como en el futuro.

A mis amigos del Liceo de Aplicación, por tantos litros juntos, compartir la amistad con ustedes ha sido inolvidable, no es necesario nombrarlos, ustedes saben quiénes son.

A mis amigos de la FAE y de Beauchef, por sus constantes humos de alegría que hicieron más amena la estadía en la universidad.

A mis amigos de Bachi, por estar presentes siempre en todo momento, brindando su apoyo y alegría en este largo proceso.

A mi profesora guía Claudia Rahmann, por su constante apoyo y haber confiado en mí para sacar adelante esta memoria, también agradecer a mis profesores miembros de la comisión por sus consejos para perfeccionar el trabajo realizado.

Agradezco también a cada persona que participo en algún momento de mi vida, ya que ellos aportaron un granito de arena a lo que soy ahora.

Y te agradezco a ti, por estar cada segundo al a mi lado queriendo y deseando lo mejor para mí, dando tu apoyo, tu alegría y tu amor.

Tabla de contenido

Capítulo 1	Introducción	1
1.1	Motivación	1
1.2	Objetivo general	2
1.3	Objetivos específicos	2
1.4	Estructura del documento	2
Capítulo 2	Esquemas de control de frecuencia del <i>DFIG</i>	4
2.1	Control inercial sin reservas	4
2.1.1	Control droop	4
2.1.2	Control inercial derivativo	5
2.1.3	Control droop más control inercial derivativo (control combinado)	8
2.2	Operación <i>deload</i>	10
2.2.1	Control droop	12
2.2.2	Control inercial derivativo	13
2.3	Elección de esquemas de control a utilizar	14
Capítulo 3	Metodología	15
3.1	Revisión bibliográfica	15
3.2	Datos de entrada	16
3.3	Proyección del sistema	16
3.4	Modelo dinámico	16
3.5	Definición de casos de estudio	16
3.6	Estudio dinámico	17
Capítulo 4	Caso de estudio	19
Capítulo 5	Modelación dinámica	23
5.1	Modelo genérico del <i>DFIG</i>	23
5.1.1	Modelo aerodinámico	24
5.1.2	Modelo mecánico	25
5.1.3	Modelo del generador	27
5.1.4	Modelo convertidores y controladores [27]	28
5.2	Modelo <i>DFIG</i> en base de datos DigSILENT [28]	30
5.3	Incorporación de esquemas de control para respuesta inercial	32
5.3.1	Modelo control droop sin reservas	32
5.3.2	Modelo control inercial con control derivativo sin reservas	35
5.3.3	Modelación control inercial derivativo más control droop sin reserva	37

5.4	Incorporación <i>DFIG</i> a la base de datos.....	40
Capítulo 6	Resultados y análisis.....	41
6.1	Control droop sin reservas (<i>E1</i>).....	41
6.1.1	Sensibilidad estatismo <i>RWT</i>	41
6.1.2	Sensibilidad <i>TD</i>	44
6.2	Control inercial derivativo (<i>E2</i>).....	48
6.2.1	Sensibilidad <i>Tf</i>	48
6.2.2	Sensibilidad <i>H</i>	50
6.3	Control inercial derivativo más control droop sin reserva (<i>E3</i>).....	54
6.3.1	Sensibilidad <i>H</i>	54
6.3.2	Sensibilidad <i>RWT</i>	56
6.4	Comparación esquemas de control <i>E1</i> , <i>E2</i> y <i>E3</i>	59
Capítulo 7	Conclusiones.....	62
Capítulo 8	Bibliografía.....	64
Anexo A	Despacho SIC hora 7669.....	67
Anexo B	Despacho SING hora 7669.....	70
Anexo C	Modelo eléctrico del SIC-SING.....	72
Anexo D	Descripción de EDAC SIC y SING.....	74
Anexo F	Parques eólicos agregados proyectado al 2030.....	75

Índice de figuras

Figura 1 Diagrama resumen de técnicas de control para respuesta inercial. Elaboración propia. .	4
Figura 2 Diagrama de bloques de esquema de control droop. Elaboración propia.	5
Figura 3 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo. Elaboración propia. ...	6
Figura 4 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo con controlador PD. Elaboración propia.....	7
Figura 5 Diagrama de bloques de esquema de control droop y control inercial derivativo combinados sobre la potencia. Elaboración propia.	8
Figura 6 Maneras de trabajar en deload en turbinas eólicas.....	10
Figura 7 Diagrama esquemático de deload para curva optima de potencia activa (roja) y al 95% de la curva optima de potencia activa (negra).	12
Figura 8 Diagrama de bloques de esquema de control droop operando en deload. Elaboración propia.	12
Figura 9 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo operando en deload. Elaboración propia.....	13
Figura 10 Esquema metodológico.	15
Figura 11 Escenarios de estudios.	18
Figura 12 Diagrama simplificado del SING con la conexión de los parques eólicos por región considerados en el estudio. Líneas de transmisión verdes representan circuitos de 220 [kV].	21
Figura 13 Diagrama simplificado del SIC con la conexión de los parques eólicos por región considerados en el estudio. Líneas de transmisión rosadas representan circuitos de 154[kV], verdes representan circuitos de 220[kV] y azules representan circuitos de 500[kV].	22
Figura 14 Partes físicas del <i>DFIG</i>	23
Figura 15 Estructura general en bloques del modelo <i>DFIG</i> con sus interrelaciones.	24
Figura 16 Ilustración de condiciones de viento alrededor de aspas móviles. Nota: v_{punta} =velocidade punta; R = radio del rotor; v_{viento} = Velocidad del viento; α = ángulo de ataque; φ = angulo de incidencia entre el plano del rotor y la velocidad relativa.	25
Figura 17 Modelo de dos masas para el tren de transmisión del <i>DFIG</i>	26
Figura 18 Modelo eléctrico del generador de inducción configurado como <i>DFIG</i>	27
Figura 19 Modelo genérico del conversor PWM de 6 pulsos.	28
Figura 20 Controladores del conversor lado del rotor y conversor lado de la red.	29
Figura 21 <i>Frame Generic DFIG-Turbine_resync</i> del DigSILENT.....	30
Figura 22 Diagrama de bloques de esquema de control droop. Elaboración propia para modelación dinámica.....	32
Figura 23 Bloque modificado del <i>Frame</i> en DigSILENT para implementar el control droop (recuadro rojo).	33
Figura 24 Zoom de bloque modificado en el <i>Frame</i> de DigSILENT.	34

Figura 25 Diagrama de bloques del control droop implementado en DigSILENT.....	34
Figura 26 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo. Elaboración propia para modelación dinámica.....	35
Figura 27 Diagrama de bloques del control inercial derivativo implementado en DigSILENT..	36
Figura 28 Diagrama de bloques de esquema de control combinado. Elaboración propia para modelación dinámica.....	38
Figura 29 Diagrama de bloques del control inercial derivativo implementado en DigSILENT..	39
Figura 30 Incorporación de <i>DFIG</i> a la red en base de dato DigSILENT.....	40
Figura 31 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad del estatismo del control droop, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $TD = 25[s]$	41
Figura 32 Potencia El Arrayan para diferentes valores de estatismo, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $TD = 25 s$	42
Figura 33 Velocidad del parque eólico El Arrayan para diferentes estatismos, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $TD = 25 s$	43
Figura 34 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estatismo en $R = 16\%$..	45
Figura 35 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estatismo en $R = 16\%$	45
Figura 36 Velocidad del parque eólico El Arrayan el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estatismo en $R = 16\%$.	46
Figura 37 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44 [s]$	48
Figura 38 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44 [s]$	49
Figura 39 Velocidad del parque eólico El Arrayan el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44 [s]$	49
Figura 40 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control inercial derivativo, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $Tf = 2 s$.	50
Figura 41 Potencia El Arrayan para diferentes valores de constante de inercia, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $Tf = 2 s$	51
Figura 42 Velocidad del parque eólico El Arrayan para diferentes constantes de inercia, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $Tf = 2 s$	52
Figura 43 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $Tf = 2 s$, $TD = 20 [s]$ y $R = 16\%$	54
Figura 44 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $Tf = 2 s$, $TD = 20 [s]$ y $R = 16\%$	55

Figura 45 Velocidad El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $Tf = 2\text{ s}$, $TD = 20\text{ [s]}$ y $R = 16\%$	55
Figura 46 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre el estatismo del control combinado, manteniendo fijo $Tf = 2\text{ s}$, $TD = 20\text{ [s]}$ y $H = 12\%$	57
Figura 47 Frecuencia en Pan de Azúcar, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.	59
Figura 48 Potencia El Arrayan, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.	60
Figura 49 Velocidad El Arrayan, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.	61

Índice de tablas

Tabla 1 Valores de variables para cálculo de demanda neta mínima en la hora 7669 del año 2030.	19
Tabla 2 Desglose de potencia en [MW] de ERNC solares y eólicas para la hora 7669 del año 2030.	19
Tabla 3 Potencia despachada por tecnología para la hora 7669 del año 2030.	20
Tabla 4 Constante de inercia promedio del sistema para escenarios $E2$ y $E3$	20
Tabla 5 Potencia instalada de aerogeneradores proyectadas al 2030 por región.	20
Tabla 6 Significado de variables de las ecuaciones del modelo aerodinámico.	24
Tabla 7 Significado de variables de las ecuaciones del modelo mecánico.	27
Tabla 8 Significado de variables de las ecuaciones del modelo del generador.	28
Tabla 9 Descripción de los bloques (<i>Frames</i>) del <i>DFIG Control</i>	31
Tabla 10 Correspondencia entre los modelos genéricos teóricos y los <i>Frames</i> del <i>DFIG Control</i>	32
Tabla 11 Significados de las variables externas del control droop.	32
Tabla 12 Sensibilidad de variables internas del control droop.	35
Tabla 13 Significados de las variables externas del control inercial derivativo.	36
Tabla 14 Sensibilidad de variables internas del control inercial derivativo.	37
Tabla 15 Significados de las variables externas del control combinado.	38
Tabla 16 Tiempo en que se demoran en alcanzar el Nadir para diferentes estatismos.	42
Tabla 17 Medición de índices de desempeño del control droop para diferentes estatismos manteniendo fijo la constante de tiempo del filtro pasa alto en $TD = 25$ [s].	43
Tabla 18 Medición de índices de desempeño del control droop para diferentes valores de constante de tiempo para filtro pasa alto, manteniendo fijo estatismo $RWT = 16$ [%].	46
Tabla 19 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control droop.	47
Tabla 20 Medición de índices de desempeño del control inercial derivativo para diferentes constantes de tiempo del filtro pasa bajo manteniendo fijo la constante de inercia en $H =$ $4,44$ [s].	50
Tabla 21 Medición de índices de desempeño del control inercial derivativo para diferentes constantes de inercia manteniendo fijo la constante de tiempo del filtro pasa bajo en $Tf = 2$ [s].	52
Tabla 22 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control inercial derivativo.	53
Tabla 23 Medición de índices de desempeño del control combinado para diferentes constantes de inercia, manteniendo fijo $Tf = 2$ s, $TD = 20$ [s] y $R = 16$ %.	56
Tabla 24 Medición de índices de desempeño del control combinado para diferentes estatismos, manteniendo fijo $Tf = 2$ s, $TD = 20$ [s] y $H = 12$ [s].	57

Tabla 25 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control inercial derivativo.....	58
Tabla 26 Tabla resumen de los diferentes esquemas de control implementados con sus valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.	61

Capítulo 1 Introducción

1.1 Motivación

Actualmente a nivel mundial se tiene un cambio de paradigma en cuanto a la generación de energía, donde cada vez toma más fuerza la generación renovable no convencional, producto de un interés generalizado en reducir el impacto medioambiental de las centrales convencionales, junto con la dependencia de los combustibles fósiles y así evitar altos costos operacionales. Producto de esto, muchos países han propuesto diferentes metas para la penetración renovable en sus matrices energéticas. Por ejemplo en Chile, la ley 20/25 exige que al menos el 20% de la energía debe venir de generación renovable para el 2025 [11].

En los últimos años los generadores de inducción doblemente alimentados (*DFIG* por sus siglas en inglés), han sido elegidos por sobre otras tecnologías de aerogeneradores debido a su habilidad de proporcionar una operación eficiente a velocidad variable. Lo anterior se debe a la presencia de convertidores back-to-back en el rotor que permiten la extracción máxima de energía a diferentes velocidades del viento. Sin embargo, la presencia de estos convertidores, desacopla la velocidad mecánica del rotor del generador con la frecuencia de la red. Al existir este desacople entre la velocidad mecánica del rotor y la frecuencia de la red, el *DFIG* pierde la capacidad de entregar respuesta inercial ante desbalances de potencia en el sistema.

Esto no sería problema si se mantuvieran los niveles de generación convencional en el sistema, los cuales seguirán entregando su respuesta inercial natural. Sin embargo, los costos de operación cercanos a cero de las plantas eólicas generan un desplazamiento de la generación convencional, y con ello, una baja en la inercia total del sistema. Lo anterior empeora la respuesta inercial del sistema durante contingencias y por ende la estabilidad de frecuencia del mismo, pudiendo alcanzar puntos mínimos muy bajos de frecuencia y por ende un aumento en la tasa de cambio de frecuencia (*ROCOF- Rate of Change of Frequency*). La situación anterior puede llevar a una inestabilidad de frecuencia y a una mayor activación de los EDAC (Esquema de Desconexión Automática de Carga) del sistema.

Como consecuencia, a medida que la penetración de turbinas eólicas incrementa, su capacidad de control de frecuencia adquiere mayor importancia para la estabilidad de los sistemas eléctricos.

Los convertidores permiten a los *DFIG* mediante un control apropiado proveer de respuesta inercial al sistema, de manera de recuperar la respuesta inercial inherente de las máquinas. Existen diferentes estrategias de control para lograr este objetivo, tales como el control inercial, operación *deload*, control droop y combinaciones de controles, los cuales serán detallados en el capítulo 2 de la presente memoria.

Las estrategias anteriores han sido estudiadas ya por los grandes fabricantes de turbinas eólicas a nivel mundial, tales como Siemens [33], General Electric [34] y Vestas [35], el cual incorporan diferentes esquemas de control y evalúan las mejoras obtenidas en casos de contingencia. Esto es debido a los futuros requerimientos en la red en cuanto a respuesta en frecuencia en los diferentes países.

Actualmente en Chile la generación eólica en el sistema interconectado central (SIC) presenta una participación del 5,28% de la potencia instalada, mientras que la del sistema interconectado

del norte grande (SING) llega a un 2,09% [13]. Si se compara con octubre del 2011, en donde la participación en el SIC solo llegaba a un 1,41% y la del SING a 0% [12], queda demostrada una clara tendencia al aumento de proyectos de este tipo. Más aun, al 22 de diciembre del 2015, la capacidad de proyectos eólicos en construcción es de 112 [MW] y proyectos con resolución de calificación ambiental (RCA) aprobados (que aún no se construyen) llegan a un total de 4.345 [MW], ambos solo en el SIC [14], mientras que en el SING los proyectos eólicos con RCA aprobados llegan a 1.475 [MW].

Por lo anterior se hace necesario hacer estudios, para evaluar diferentes esquemas de control que permitan a los parques eólicos entregar respuesta inercial ante contingencias, más aun en países como Chile, donde existe una clara tendencia al aumento de penetración de generación eólica.

1.2 Objetivo general

El objetivo principal del trabajo es diseñar esquemas de control que permitan a las centrales eólicas de un parque entregar respuesta inercial ante contingencias y ayudar así a la estabilidad en frecuencia del sistema. Más comparar el desempeño entre diferentes controles.

1.3 Objetivos específicos

- Revisión bibliográfica de esquemas de control existentes para permitir a turbinas eólicas entregar respuesta inercial.
- Selección de tres esquemas de control para respuesta inercial en parques eólicos.
- Implementación de un modelo dinámico de turbinas eólicas en base a *DFIG* con sus sistemas de control incorporando respuesta inercial.
- Hacer análisis de sensibilidad de los parámetros de los esquemas de control implementados.
- Establecer límites teóricos asociados a la estrategia de control, restricciones en cuanto a la cantidad de potencia máxima que puede entregar cada *DFIG*.

1.4 Estructura del documento

La presente memoria está compuesta por 8 capítulos incluidos los anexos, a continuación se hace una descripción de cada capítulo.

Capítulo 2, corresponde a la revisión bibliográfica de los diferentes esquemas de control para recuperar la respuesta inercial por parte de la *DFIG*, con sus respectivos parámetros claves que afectan la forma y magnitud de la respuesta inercial. También se describe la estrategia de control a usar con su respectivo alcance.

Capítulo 3, detalla la metodología propuesta para alcanzar el objetivo del trabajo, tales como selección de puntos de operación, que contingencia se desarrollará, el modelo en el programa a utilizar.

Capítulo 4, presenta el caso de estudio en donde se pondrá a prueba las simulaciones a realizar.

Capítulo 5, describe el modelo dinámico de los *DFIG*, su parte mecánica, aerodinámica y eléctrica, también incorpora la modelación dinámica de los esquemas de control seleccionados de la revisión bibliográfica. Finalmente muestra la incorporación de los *DFIG* en el sistema en el cual se trabajara.

Capítulo 6, muestra los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con sus respectivos análisis y comparaciones.

Capítulo 7, se dan a conocer las principales conclusiones del trabajo realizado en la presente memoria.

Capítulo 8, se muestran las referencias bibliográficas utilizadas.

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

La figura 1 muestra los dos tipos de operación de la turbina eólica, operación con *deload* (con reservas) y sin reservas. Estos dos tipos de operación, dan a lugar diferentes esquemas de control para poder entregar respuesta inercial al sistema por parte de los generadores eólicos.

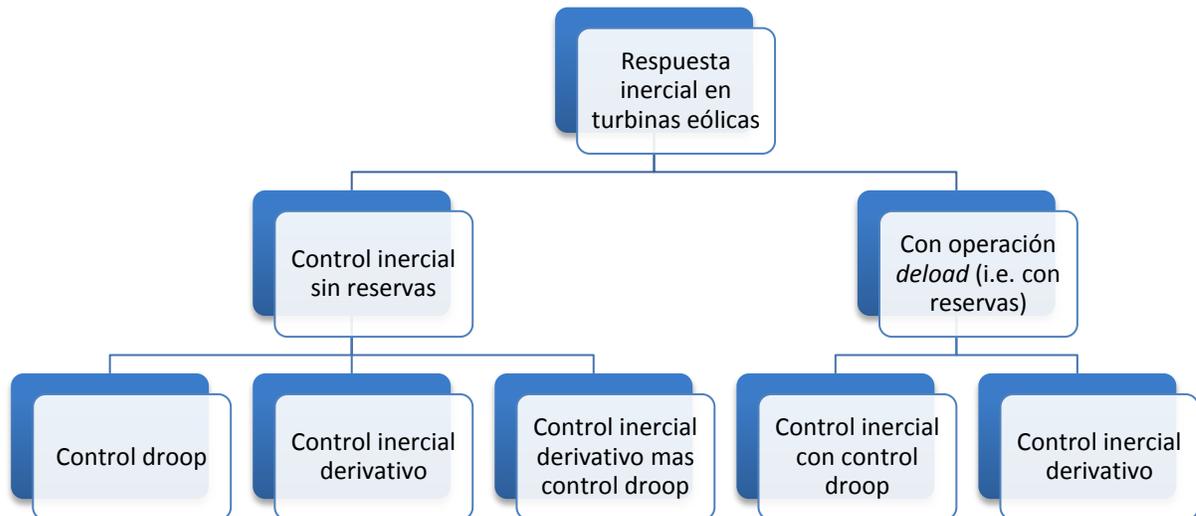


Figura 1 Diagrama resumen de técnicas de control para respuesta inercial. Elaboración propia.

2.1 Control inercial sin reservas

2.1.1 Control droop

Este control produce un cambio de potencia activa proporcional a la desviación de frecuencia [1] [4]. La desviación de frecuencia está dada por:

$$\Delta f = f_{med} - f_{nom}$$

Donde la f_{med} es la frecuencia medida en el sistema y f_{nom} es la frecuencia nominal del mismo (frecuencia de referencia). La señal de control del control droop es obtenida por:

$$\Delta P = P_1 - P_o = -\frac{\Delta f}{R_{WT}}$$

Donde R_{WT} es el estatismo de la turbina eólica, P_1 es la potencia activa total correspondiente a f_{med} y P_o es la potencia activa inicial correspondiente a f_{nom} .

El control droop es implementado en la turbina de acuerdo al diagrama de la figura 2. El incremento de potencia ΔP durante contingencias es obtenido a partir de la energía cinética de la máquina, causando que la velocidad rotacional del rotor disminuya [1]. Este control es equivalente al control primario de frecuencia (CPF) aplicado a los generadores convencionales [3].

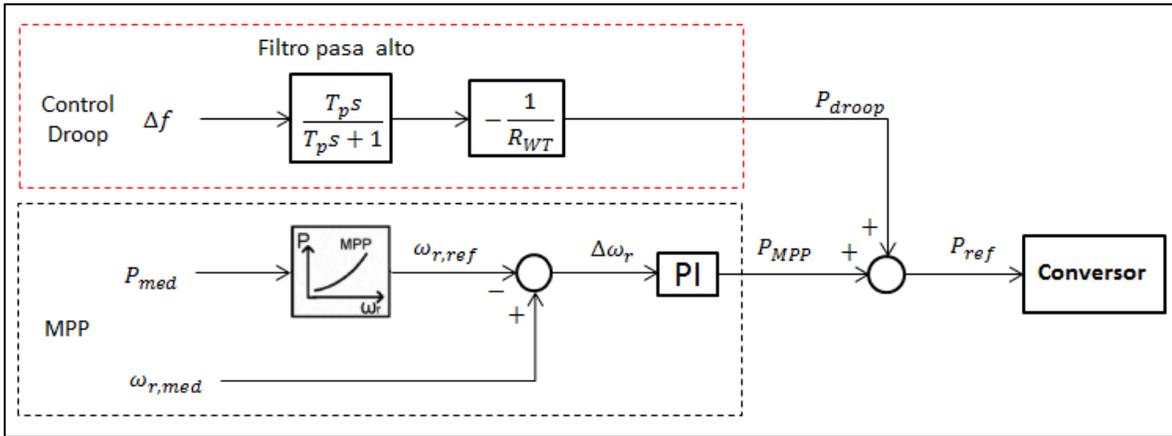


Figura 2 Diagrama de bloques de esquema de control droop. Elaboración propia.

El filtro pasa alto de la figura 2 previene la contribución del control droop en estado estacionario. Cabe destacar que con el filtro pasa alto de la figura 2, el control droop es usado solamente para la respuesta inercial y no para el CPF [7].

Después de la respuesta inercial, la turbina vuelve a su operación normal, sin embargo la potencia baja a un valor que es mucho menor al valor inicial. Lo anterior se debe a que turbina no está en su velocidad óptima, por lo que se necesita potencia extra para recuperar la velocidad de la turbina a su valor óptimo. Lo anterior implica que solo una parte de la potencia aerodinámica puede ser transmitida a la red [4], [8]. En grandes plantas eólicas, este efecto puede ser mitigado terminando el control de frecuencia a tiempos diferentes [4].

El control droop ayuda principalmente a mejorar el punto mínimo de frecuencia ante una perturbación, es decir, este control ayuda a subir el punto mínimo de frecuencia [1], [3], [7]. Cuanto se mejora el punto mínimo de frecuencia depende de la cantidad de potencia activa que pueda entregar el generador y también el tiempo. Hay que tener en cuenta que este esquema de control se puede mantener por un corto periodo de tiempo (pocos segundos) quedando fuera del control primario de frecuencia. Sin embargo, esto se arregla con el control presentado en la sección 2.2.1, es decir, con un control droop en *deload*.

Un aspecto a considerar para los diferentes esquemas de control, es la carga del *DFIG*. Este punto es de gran importancia dado que los convertidores tienen requerimientos específicos los cuales no pueden ser sobrepasados. Debido a esto, cuando el *DFIG* está muy cargado, los valores del convertidor se encuentran cercanos al nominal, por lo que dar respuesta inercial, aumentando aún más la corriente se hace difícil [8]. Obviamente a menor carga, el *DFIG* podrá dar mejor respuesta por tener mayor rango de corriente.

2.1.2 Control inercial derivativo

Este control da a la turbina eólica respuesta ante desviaciones de frecuencia donde la respuesta inercial del *DFIG* es obtenida a partir de la energía cinética que esta almacenada en las masas rotantes de la turbina. Dado el desacople existente entre la frecuencia y la velocidad del rotor, es necesario colocar un lazo adicional en el control del convertidor del lado del rotor [5], y así emular el comportamiento de respuesta inercial inherente de la máquina síncrona.

En este caso la potencia adicional suplida es proporcional a la derivada de la frecuencia [1]-[4][7][8], esto se hace agregando un lazo de control tal como se muestra en la figura 3, donde la potencia P_{in} es tomada de la energía cinética de la turbina eólica, bajando su velocidad.

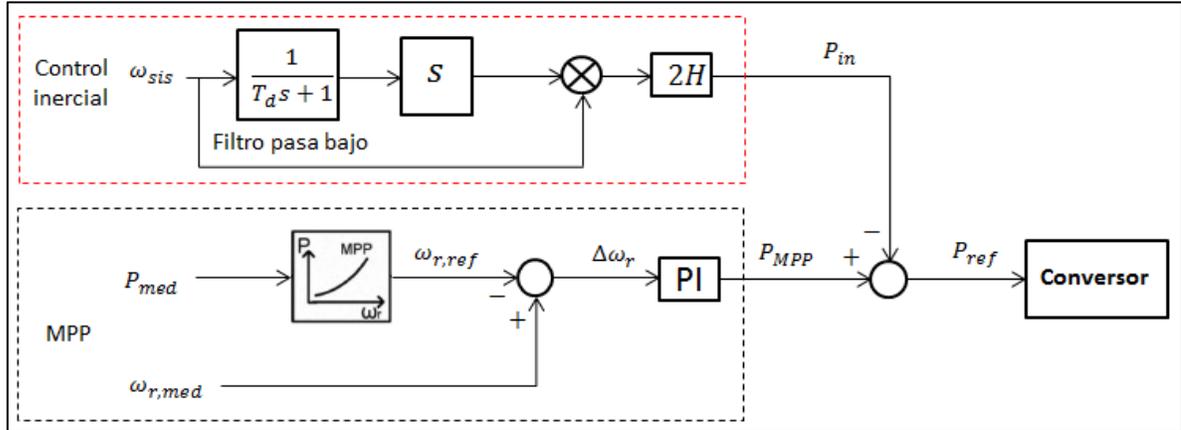


Figura 3 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo. Elaboración propia.

Este esquema de control ayuda principalmente a reducir la tasa de cambio de frecuencia, permitiendo una mejor respuesta en frecuencia. El filtro pasa bajo en la figura 3 es implementado de manera que el ruido medido en la red no afecte al control. La señal producida por el control inercial derivativo es restada al lazo de control de potencia (P_{MPP}), por lo que cuando la velocidad del sistema está desacelerando, el *DFIG* incrementa la potencia de salida dando así soporte en frecuencia a la red.

La constante de inercia H en la figura 3 se determina a partir de la energía cinética almacenada en las masas rotantes de la turbina eólica ([1] y [4]):

$$E = \frac{1}{2} * J\omega_{nom}^2$$

Con J como el momento de inercia del rotor y ω_{nom} la velocidad rotacional nominal. Luego la constante de inercia viene dada por.

$$H = \frac{E}{S} = \frac{J\omega_{nom}^2}{2S} \quad (1)$$

Donde S es la potencia aparente nominal. La constante de inercia tiene dimensión de tiempo, y da una indicación del tiempo durante el cual el generador puede proveer potencia nominal usando solamente la energía cinética.

Según [4] [15] [16] [17], el valor de la constante de inercia varía entre diferentes valores:

- Valores cercanos a generadores convencionales, es decir, $H = 2 - 6$ [s].
- La constante de inercia para un aerogenerador viene dada por la relación:

$$H = 1,87 * P^{0,0597} [s] \quad (2)$$

Con esto, para un *DFIG* de potencia 2 [MW], tiene una constante de inercia $H = 4,44$ [s].

- El momento de inercia del rotor de un *DFIG* es aproximadamente 6 veces mayor a la de un generador convencional, luego de la ecuación (1), se deduce que $H \approx 6 * H_{gc}$ donde H_{gc} es la constante de inercia de una generador convencional.

Luego de lo anterior, se observa que la constante de inercia de un aerogenerador *DFIG* de potencia nominal de 2 [MW] puede variar entre 2 y 12 segundos.

A partir de la figura 3 se ve que la potencia inercial (P_{in}) es igual a:

$$P_{in} = 2H * \omega_{sis} * \frac{d\omega_{sis}}{dt}$$

Existen también variaciones del control inercial derivativo donde los filtros pasa alto y pasa bajo son puestos en el mismo lazo [5]. El lazo suplementario genera una señal auxiliar al lazo de control de potencia activa para obtener soporte dinámico de frecuencia con un controlador proporcional diferencial (PD). El lazo de control suplementario se ve en la figura 4.

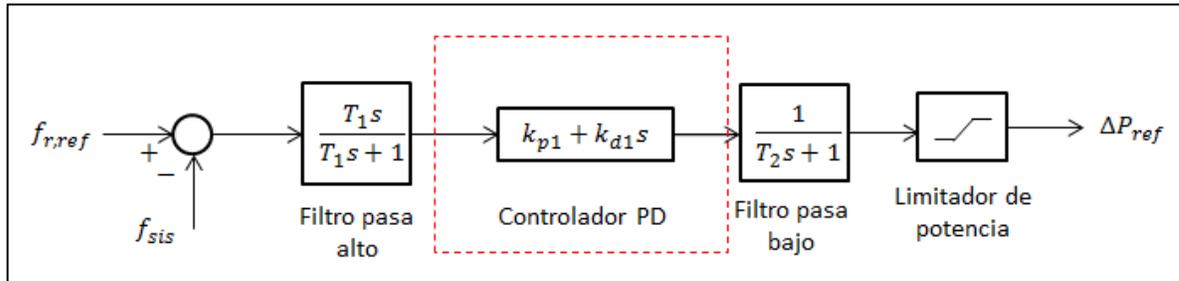


Figura 4 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo con controlador PD. Elaboración propia.

Como se muestra en la figura 4 el error de frecuencia es procesado a través de un filtro pasa alto, el cual elimina la componente DC del estado estacionario. Luego el controlador PD es empleado para producir la potencia inyectada de referencia. El filtro pasa bajo es un elemento empleado para evitar las oscilaciones causadas por la función diferencial. Este lazo suplementario es diseñado para el soporte de frecuencia dinámica generando una elevación de potencia instantánea para mejorar la respuesta inercial del sistema.

Dependiendo de la naturaleza del tipo de esquema de control, estos tienen diferente respuesta ante una perturbación. En este caso el control inercial derivativo ayuda a mejorar la tasa de cambio de la frecuencia, haciendo que la caída en frecuencia sea más lenta [1]-[4], [7], [8]. También tiene una respuesta casi inmediata dadas las constante de tiempo de los convertidores.

Existen diferentes parámetros que afectan la magnitud y la forma de la respuesta inercial de las turbinas eólicas, entre ellos la constante de inercia H . Como se dijo en la sección anterior, la capacidad de entrega de potencia para la respuesta inercial viene dada también por los parámetros técnicos del convertidor. También se tiene que este esquema de control solo puede entregar respuesta en frecuencia por un corto periodo de tiempo (respuesta inercial), quedando fuera el control primario de frecuencia (CPF) como en el caso de la sección anterior 2.1.1.

2.1.3 Control droop más control inercial derivativo (control combinado)

Este esquema de control consiste en la combinación del control droop y control inercial derivativo [3], [4], [7], los cuales fueron presentados en la sección 2.1.1 y 2.1.2 respectivamente.

En este control la potencia de referencia viene dada por la ecuación 3:

$$P_{ref} = P_{MPP} + P_{droop} - P_{in} \quad (3)$$

En la figura 5 se puede observar que el lazo de control inercial es responsable de enviar la señal de potencia adicional $P_{droop} - P_{in}$ al controlador del lado del rotor del convertidor. Ante una variación de frecuencia este esquema permite la entrega de una potencia adicional aumentando así la potencia de referencia. Esta rápida regulación permite al *DFIG* entregar respuesta en frecuencia en corto plazo. La potencia extra es obtenida de la energía cinética guardada en las masas rotantes de la turbina.

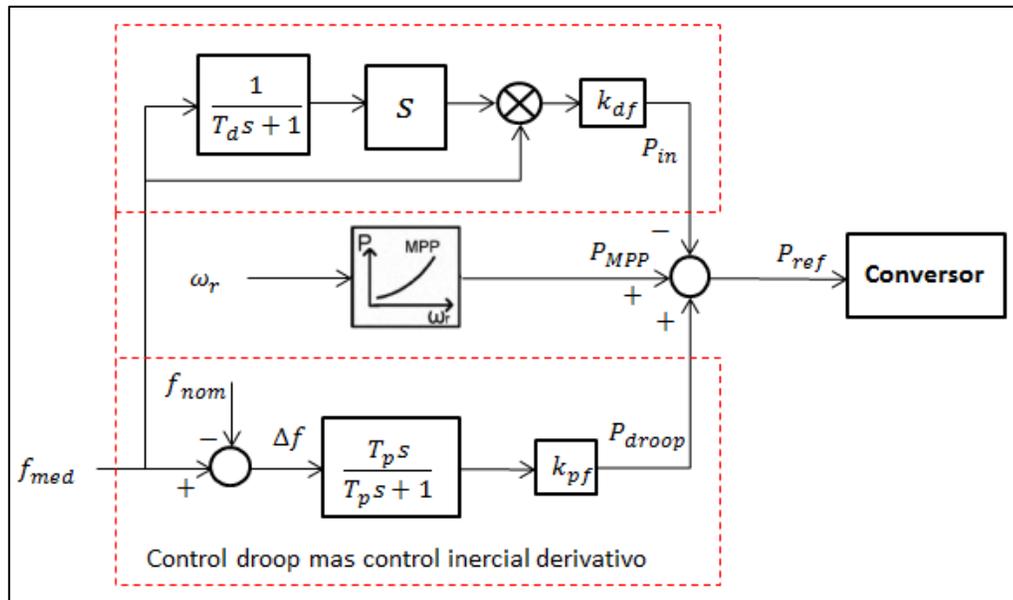


Figura 5 Diagrama de bloques de esquema de control droop y control inercial derivativo combinados sobre la potencia. Elaboración propia.

De la figura 5 se puede notar que k_{df} es una constante igual a $2H$, mientras que k_{pf} es una constante llamada estatismo [3].

Como se vio en la ecuación 1 de la sección 2.1.2, la constante H fue calculada con valores nominales de potencia y velocidad, pero debido a la operación variable de velocidad, la respuesta inercial natural obtenida puede variar a través del lazo control adicional implementado. Para evitar que esto suceda y obtener una respuesta inercial igual ante diferentes velocidades de operación de la *DFIG*, el término k_{df} tiene que ser escalado a la tasa de operación de la velocidad de operación a la velocidad nominal. Así se obtiene la misma desaceleración nominal ante cualquier velocidad dada una perturbación, por lo que el *DFIG* mostrará la misma “inercia” independiente de la velocidad de operación [8].

Cuando los dos esquemas de control se combinan (control inercial derivativo y control droop) los valores de k_{df} y k_{pf} de la ecuación 2 deben ser elegidos haciendo un *trade-off*, dado que si k_{df} presenta un valor muy alto, puede llevar a un comportamiento oscilatorio al control derivativo. Una reacción lenta en los generadores convencionales se puede ver aumentada si la constante k_{pf} es muy grande. También, valores muy bajos de k_{df} y k_{pf} brindan una baja respuesta inercial y con ello una respuesta en frecuencia pobre después de la contingencia [7].

Sin embargo, se sabe que en sistemas principalmente compuestos por generadores convencionales de reacción rápida, por ejemplo las centrales de ciclo combinado (CCC), solo se requiere una respuesta inercial limitada desde las turbinas, es decir, un valor bajo de k_{df} y k_{pf} , mientras que en sistemas con generadores lentos (turbinas a vapor), un valor alto de k_{pf} es requerido, mientras que un valor igual o cercano a cero es requerido para k_{df} , esto quiere decir que la respuesta inercial de la *DFIG* es básicamente con control droop rápido [7].

2.2 Operación *deload*

La operación *deload* se obtiene trabajando las turbinas eólicas en un punto sub-óptimo. Consiste en reservar un margen de potencia para contribuir a la recuperación de la frecuencia ante una perturbación en la red. Existen 3 principales formas de trabajar en *deload* las turbinas eólicas. El primer método consiste en controlar el ángulo de pasada (*pitch angle*). El segundo método usa el control de la velocidad del rotor para generar reserva, es decir, la turbina trabaja a sobre-velocidad o sub-velocidad. Finalmente el tercer método consiste en combinar el control de la velocidad con el control del *pitch angle* [2].

Las formas de operar se muestran de manera gráfica en la figura 6 [6]. El punto A corresponde a modificar el *pitch angle* manteniendo la velocidad óptima. Los puntos B y C representan la operación en un punto no óptimo de velocidad del rotor. Esto puede ser a una velocidad mayor o menor a la óptima. La mejor forma es trabajar a una velocidad mayor a la óptima, dado que de esta forma, no se tienen problemas de estabilidad [3] y además se obtiene mayor energía cinética almacenada [2].

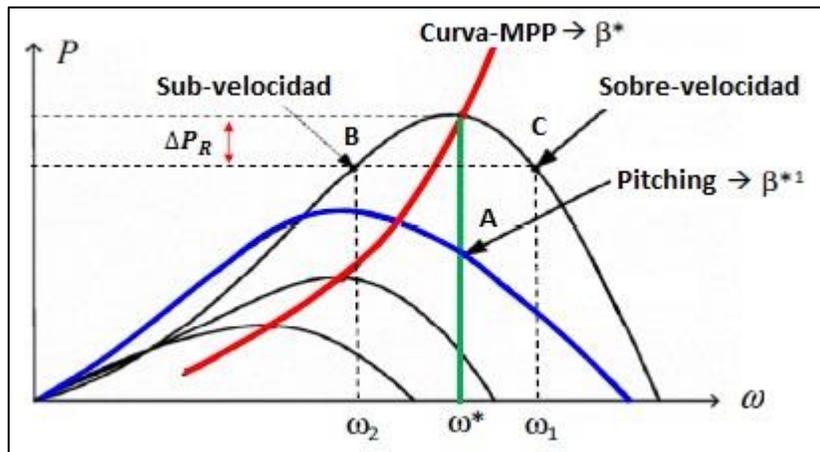


Figura 6 Maneras de trabajar en *deload* en turbinas eólicas.

Para contribuir con la respuesta en frecuencia sin almacenamiento, la planta puede tener una cantidad de potencia activa reservada ΔP_R la cual puede ser expresada a través del factor *FR* como: $\Delta P_R = FR * P_{MPP}$. Donde P_{MPP} es la máxima potencia activa que se puede entregar por la turbina para una velocidad de viento particular. Por lo tanto, cuando la turbina está entregando una potencia inicial P_o antes de la perturbación, esta, debido a la reserva mantenida por operar en *deload*, tiene capacidad para entregar un extra $\pm \Delta P_R$ de potencia, durante la perturbación. Esta potencia extra es agregada a la potencia de referencia, de acuerdo a:

$$P_{ref} = P_o \pm \Delta P_R$$

Un valor típico del *FR* es 10% [2]. Este porcentaje puede variar dependiendo de la capacidad de apoyo que requiere el sistema.

Con la operación en *deload*, se consigue un incremento sostenido de potencia después del evento. La respuesta inercial es mejorada pero se pierde energía del viento en operación normal [2].

Por otro lado es importante mencionar, que mantener reservas por parte de las plantas eólicas es relativamente caro debido a la energía que el parque deja de vender y porque es energía barata que el sistema pierde. Sin embargo, con un buen mecanismo de servicios complementarios podría ser atractivo.

La operación *deload* mediante el *pitch angle*, consiste en cambiar el ángulo β a un valor mayor a cero (no óptimo) limitando por ende la potencia activa a un valor menor que el valor óptimo. Esto resulta en una potencia de reserva, por lo que durante una caída de frecuencia, el *pitch angle* retoma su valor de forma de aumentar la potencia mecánica de la turbina y poder responder en frecuencia.

Operar la turbina eólica en *deload* con *pitch angle* no resulta conveniente debido a que la respuesta es lenta en comparación con la dinámica de la frecuencia del sistema, debido a que la constante de tiempo del servomotor que hace la función de *pitch* sea lenta [1],[6]. Además el *pitch* está originalmente diseñado para actuar en pocas ocasiones, por lo que usarlo para regular frecuencia puede aumentar el mantenimiento.

En el caso del control de velocidad, para operar en *deload*, la turbina eólica es llevada a una velocidad mayor o menor a la óptima. En general, se prefiere la primera opción dado que operar la turbina a una velocidad menor a la óptima puede provocar una disminución en la estabilidad en pequeña señal [1], mientras que operar a una velocidad mayor a la óptima, además de tener el beneficio de aumentar la energía cinética almacenada, tiende a mejorar en la estabilidad en pequeña señal (en comparación a operar la turbina en sub-velocidad y operar en *deload* con *pitch angle*) [1].

Al operar la turbina a una velocidad mayor que la óptima, ante una perturbación (disminución de la generación o aumento de carga), la velocidad tiene que decrecer para aumentar la inyección de potencia acercándose a la velocidad óptima.

La figura 7 [3] muestra la curva de potencia máxima P_{MPP} y la curva correspondiente al 95% de la potencia máxima. Estas curvas pueden desplazarse a la izquierda o a la derecha del valor óptimo dependiendo del nivel de reserva que se desee. Trabajando al 95% de la curva, la turbina eólica es forzada a generar menos potencia que el máximo disponible, por lo tanto hay potencia en reserva para la respuesta en frecuencia. Esto permite incrementar la potencia activa generada cuando la frecuencia cae. De la figura 7 se puede ver que la potencia puede ser definida como:

$$P_{del} = P_1 + \frac{P_o - P_1}{\omega_{r1} - \omega_{ro}} (\omega_{r1} - \omega_{ro})$$

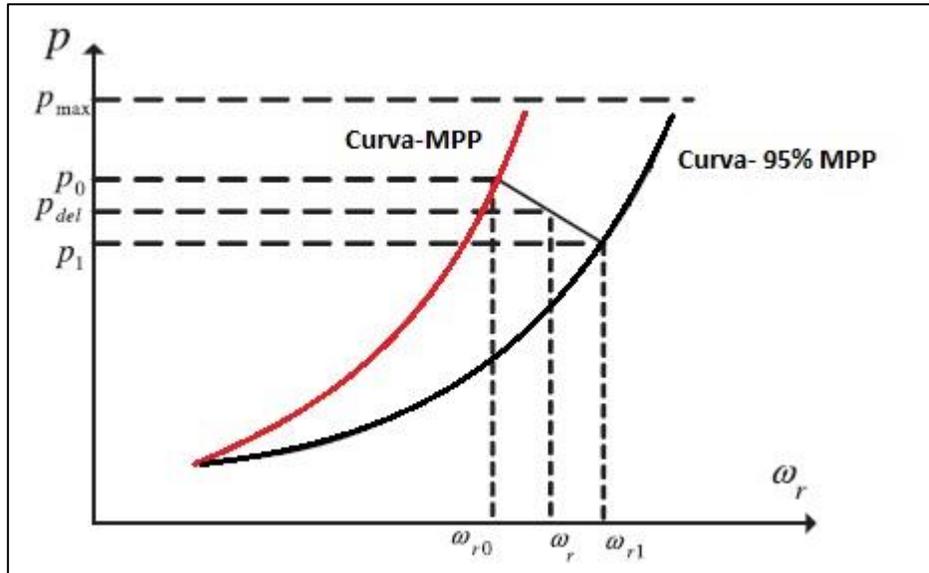


Figura 7 Diagrama esquemático de deload para curva óptima de potencia activa (roja) y al 95% de la curva óptima de potencia activa (negra).

Donde P_0 y P_1 es la potencia máxima y la potencia *deload* para una velocidad del viento dada, ω_{r0} y ω_{r1} son la mínima y máxima velocidad del rotor respectivamente referidos al lado del generador [3].

2.2.1 Control droop

Tal como se explicó en la sección 2.2, existen dos formas de trabajar la turbina eólica en un punto no óptimo; control del *pitch angle* y control de velocidad, en estos dos esquemas de operación *deload* se puede agregar el lazo de control droop al lazo de control de potencia tal como se vio en la sección 2.1.1.

Ante las discusiones realizadas en la sección 2.2, es conveniente operar la turbina eólica en *deload* con control de velocidad (con una velocidad mayor a la óptima), y en este punto de operación trabajar con control droop como se puede ver en la figura 8.

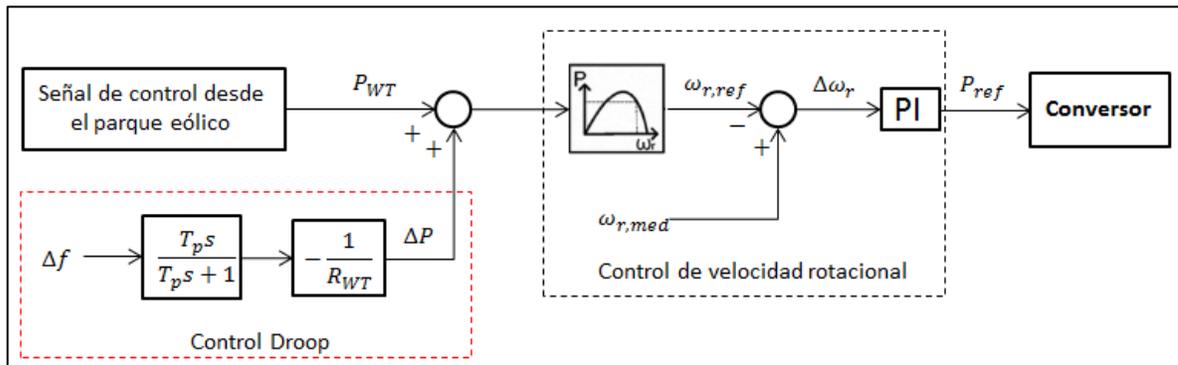


Figura 8 Diagrama de bloques de esquema de control droop operando en deload. Elaboración propia.

De la figura 8 se observa que la señal de control desde el parque eólico tiene una consigna igual a P_{WT} que es la potencia de salida con un porcentaje de reserva, es decir, no es la óptima. Dada esta potencia no óptima, el bloque “control de velocidad rotacional” controla la velocidad del rotor de

la turbina con la potencia no óptima proveniente de P_{WT} , llevando así, a la turbina a trabajar a sobre velocidad.

En caso de contingencia, la consigna de potencia entregada desde el control del parque eólico cambia, el lazo de control droop ayuda a la respuesta inercial tal como se explicó en la sección 2.1.1 y el control de velocidad rotacional cambia la velocidad para aumentar la potencia de salida del generador contribuyendo así a la respuesta inercial también.

De esta forma el control droop operando en *deload* no sólo contribuye al control primario de frecuencia, sino que también provee respuesta inercial similar a los generadores síncronos [6] debido a la reserva de energía que tiene la turbina eólica.

2.2.2 Control inercial derivativo

Al igual que en la sección 2.2.1, la turbina eólica se opera en *deload*, mediante el control de velocidad rotacional por las ventajas que se explicaron en la sección 2.2. Se agrega el lazo de control inercial derivativo al lazo de control de potencia tal como se vio en la sección 2.1.2.

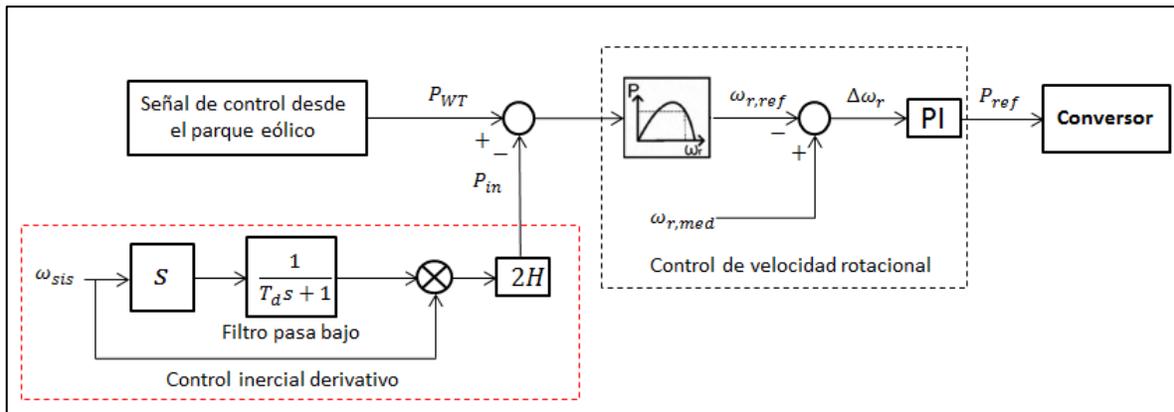


Figura 9 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo operando en *deload*. Elaboración propia.

De la figura 9 se observa que la señal de control desde el parque eólico tiene una consigna igual a P_{WT} que es la potencia de salida con un porcentaje de reserva, es decir, no es la óptima. Dada esta potencia no óptima, el bloque “control de velocidad rotacional” controla la velocidad del rotor de la turbina con la potencia no óptima proveniente de P_{WT} , llevando así, a la turbina a trabajar a sobre velocidad.

En caso de contingencia, la consigna de potencia entregada desde el control del parque eólico cambia, el lazo de control inercial derivativo ayuda a la respuesta inercial tal como se explicó en la sección 2.1.2 y el control de velocidad rotacional cambia la velocidad para aumentar la potencia de salida del generador contribuyendo así a la respuesta inercial también.

2.3 Elección de esquemas de control a utilizar

Finalmente se resume y justifica los esquemas de control a utilizar. Primeramente se decidió utilizar esquemas de control sin reservas, dado que operar los aerogeneradores en *deload* es más caro debido a la energía eléctrica que los parques eólicos dejarían de vender. Más aun, es energía barata que se deja de vender y simplemente se pierde. Si bien un buen mecanismo de servicios complementarios sería atractivo, esto en Chile, no existe al menos para ERNC. Luego los esquemas seleccionados son:

1. Control droop
2. Control inercial derivativo
3. Control droop más control inercial derivativo (control combinado).

Capítulo 3 Metodología

A continuación se presenta el esquema metodológico utilizado para el desarrollo del trabajo, donde el detalle de cada etapa se explica en las siguientes subsecciones.

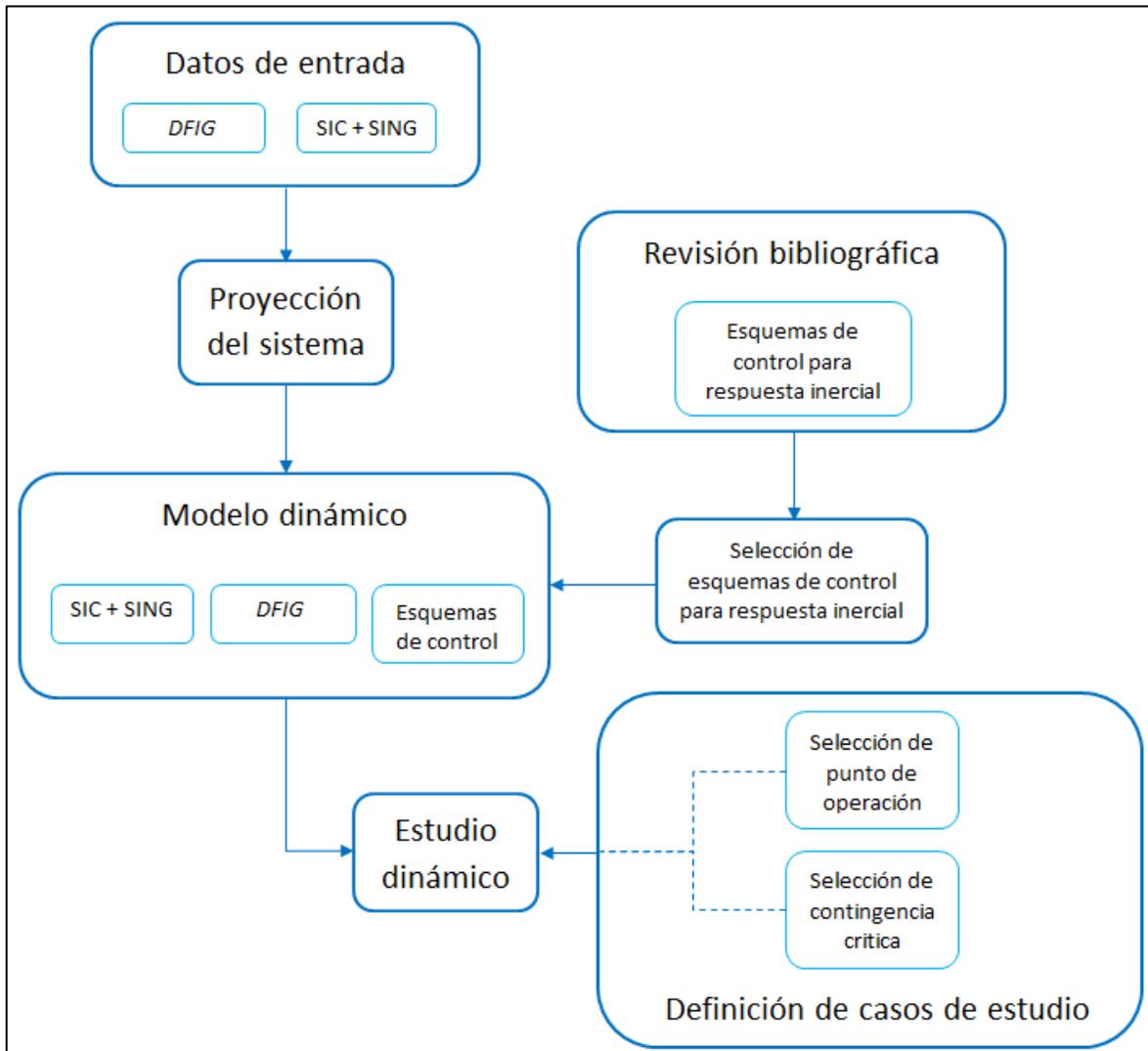


Figura 10 Esquema metodológico.

3.1 Revisión bibliográfica

La primera etapa de desarrollo del trabajo consiste en la investigación de esquemas de control existentes para permitir respuesta inercial en los *DFIG*. A partir de esto se escogen 3 esquemas de control diferentes a partir de la bibliografía presentada:

- Con operación sin reservas:
 1. Control droop
 2. Control inercial derivativo
 3. Control droop más control inercial derivativo (control combinado)

3.2 Datos de entrada

Los datos de entrada corresponden a los parámetros de los elementos a simular en el estudio dinámico. Son valores obtenidos de entidades oficiales tales como los CDEC y la CNE para poder lograr así resultados representativos a la actualidad chilena. Para el modelo del SIC-SING, se considera un modelo simplificado de la base de datos del CDEC-SIC y CDEC-SING, el cual contiene centrales generadoras, el sistema de transmisión y centros de consumo, además de incluir el programa de obras proyectadas para el SIC-SING (con su interconexión en corriente alterna) [32] según lo detallado en los informes de fijación de precios nudo (octubre 2015). También, de la literatura y fabricantes se obtienen los parámetros para los *DFIG* con sus respectivos sistemas de control.

3.3 Proyección del sistema

El escenario donde se realiza el estudio, es un sistema proyectado al año 2030, donde la interconexión SIC-SING ya está realizada. La proyección del sistema se divide en 3 puntos:

1. Plan de obras de transmisión: se obtiene a partir del informe técnico de fijación de precio nudo de octubre del 2015, publicados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) [9] [10].
2. Plan de obras de generación: es obtenido a partir de los catastros de nuevos proyectos de generación informados al CDEC-SIC y CDEC-SING [18] [19].
3. Despacho 2030: el despacho de las centrales proyectadas al año 203 se obtiene a partir del modelo simplificado de despacho desarrollado por Eduardo Pereira [20].

Finalmente es importante destacar que el despacho considera una hidrología normal en el sistema.

3.4 Modelo dinámico

Con el objetivo de estudiar los impactos de la generación eólica en el SIC-SING con respuesta inercial, se parte de la base de datos del SIC-SING en el programa computacional a utilizar, y así poder obtener el comportamiento dinámico del sistema ante contingencias. Se trabaja sobre la base del modelo simplificado del SIC-SING proyectado al 2019 de la memoria de Felipe Salinas [21], en el software DigSILENT Power Factory 15.1.7. Este modelo es actualizado según lo descrito en el punto 1 y 2 de la sección “3.3 proyección del sistema”.

A lo anterior se suman otras modificaciones realizadas al modelo, producto de las últimas actualizaciones importantes para el sistema de transmisión, además se incluyen las centrales eólicas consideradas para el año de estudio, los modelos del generador eólico y con ello los 3 diferentes esquemas de control inercial seleccionados.

3.5 Definición de casos de estudio

En los estudios dinámicos es imposible simular las 8760 horas que comprende un año, por lo que se hace fundamental elegir casos de estudio. Usualmente se desarrollan escenarios críticos, para así evaluar el sistema en el peor momento posible y observar si los esquemas de control implementados mejoran en comparación a un caso base. Este análisis toma en cuenta diferentes

condiciones de operación, ya sea en cuanto al tamaño de la demanda, participación de centrales convencionales, cantidad de penetración eólica o cantidad de máquinas en servicio. También se consideran las diferentes contingencias existentes, tales como desconexión intempestiva de central más grande, desconexión de carga de forma imprevista, cortocircuitos, etc. La combinación de la condición de operación con la contingencia tiende a representar el peor caso.

1. **Punto de operación**, para el estudio dinámico en frecuencia del sistema ante perturbaciones es necesario considerar la reserva en giro existente en el sistema, la inercia total del sistema y las diferentes tecnologías presentes en el despacho económico.

El peor escenario en el cual se puede enfrentar el sistema ante una alta penetración de generación eólica, es el de menor demanda neta, dado que hay una menor cantidad de centrales convencionales despachadas (bajando la inercia total del sistema), producto del desplazamiento producido por parte de los generadores eólicos.

2. **Contingencia**, esta corresponde a la perturbación necesaria para crear un desbalance entre carga y generación, y así poder evaluar la respuesta inercial entre los diferentes esquemas de control seleccionados. Para lograr lo anterior, se desconecta de forma intempestiva la unidad generadora más grande en operación en ese momento, por ser la peor contingencia que puede enfrenar el sistema eléctrico de potencia (SEP).

3.6 Estudio dinámico

Para los 3 esquemas de control seleccionados, se realizan diferentes simulaciones en el software DigSILENT, usando simulaciones RMS. Como también se quiere analizar la posible segunda caída en frecuencia producto de la respuesta inercial de los *DFIG*, la ventana de tiempo a evaluar es de 50 segundos. La contingencia se aplica en el instante $t = 1$ [s].

De los resultados obtenidos, se procede a analizar el comportamiento dinámico en frecuencia de los 3 esquemas de control seleccionados, enfatizando en la respuesta inercial y en el error en régimen permanente. Los parámetros a evaluar gráficamente son el punto más bajo de frecuencia alcanzado (Nadir), el *ROCOF* y el error en régimen permanente. También se analiza la activación de los Esquemas de Desconexión Automática de Carga (EDAC) definidos por el SIC y SING (con umbral de frecuencia absoluta de 49 [Hz] para ambos sistemas [22] [23]) con el fin de comparar los esquemas seleccionados. De esta forma, y con el objetivo de comparar los diferentes esquemas, se calculan los índices de la siguiente forma:

1. Máxima desviación de frecuencia:

$$\Delta f_{max} = f_{min} - f_{nom} \text{ [Hz]}$$

2. Variación de *ROCOF* con respecto al escenario base:

$$\Delta ROCOF = \frac{ROCOF_{medido} - ROCOF_{base}}{ROCOF_{base}} * 100 \text{ [%]}$$

3. Variación de máxima desviación de frecuencia con respecto al escenario base:

$$\Delta f_{max} [\%] = \frac{\Delta f_{max} - \Delta f_{max_base}}{\Delta f_{max_base}} * 100 [\%]$$

4. Error en régimen permanente (RP):

$$Error RP = f_{nom} - f_{RP} [Hz]$$

5. Variación de error en régimen permanente con respecto al caso base:

$$\Delta Error RP [\%] = \frac{Error RP - Error RP_{casobase}}{Error RP_{casobase}} * 100 [\%]$$

6. Suma ponderada de los índices de desempeño porcentuales:

$$Indices Ponderados = Promedio(\Delta ROCOF, \Delta f_{max} [\%], \Delta Error RP [\%])[\%]$$

Finalmente los esquemas de control representan diferentes casos los cuales están situados en un mismo punto de operación donde se desarrollaran las simulaciones, esto se resume en la figura 11.

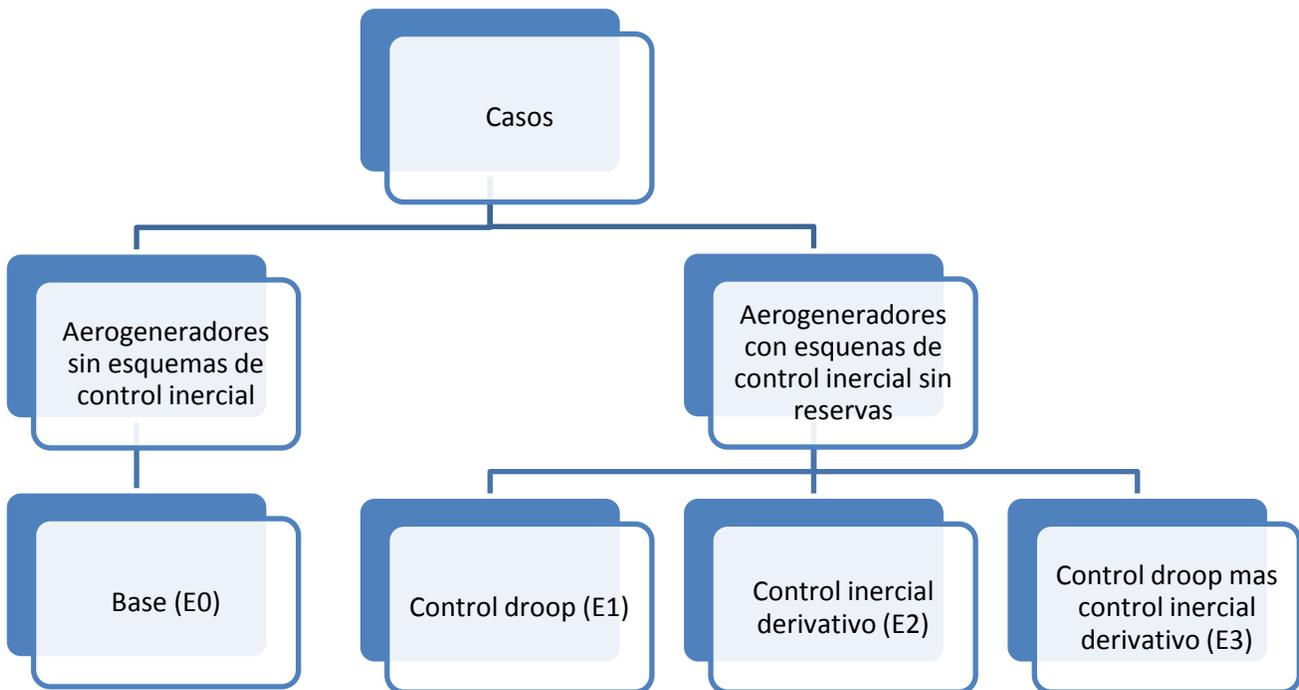


Figura 11 Escenarios de estudios.

Capítulo 4

Caso de estudio

Debido al alto costo computacional que tendría estudiar todas las horas del año en un sistema, se elige un caso de estudio en el cual se representa un escenario crítico. En este caso es el de demanda neta mínima tal como se explicó en el capítulo 3. Esta se calcula como:

$$D_{MinNeta_t} = Demanda_t - \sum_{i=1}^n ERNC_t \quad (4)$$

Donde la suma de potencia de $ERNC$ sobre i es la suma de las centrales eólicas y solares (n en total) para la hora t . Según [20] para el año 2030 la demanda mínima neta es obtenida en la hora 7669, en la tabla 1 se resumen los valores de cada parámetro de la ecuación 4.

Tabla 1 Valores de variables para cálculo de demanda neta mínima en la hora 7669 del año 2030.

Parámetro	Valor hora 7669
$D_{MinNeta}$	6.325 [MW]
$Demanda$	10.775 [MW]
$ERNC_{solar_total}$	3.849 [MW]
$ERNC_{eólica_total}$	591 [MW]
$\sum ERNC$	4.450 [MW]

Sin embargo, debido a la baja presencia de generación eólica para suplir la demanda en este punto de operación, algunas plantas fotovoltaicas son cambiadas por generación eólica con el fin de aumentar esta última hasta llegar a una porcentaje del 18,69% de participación. Con esto, se tiene un total de 2.014 [MW] eólicos. Desde el punto de vista del despacho, este cambio no presenta problemas dado que los costos variables de ambas tecnologías son cercanos a cero. Por lo tanto los valores de potencia $ERNC$ de tecnologías eólicas y solares cambian como se aprecia en la tabla 2.

Tabla 2 Desglose de potencia en [MW] de ERNC solares y eólicas para la hora 7669 del año 2030.

Parámetro	Valor hora 7669 modificado
$ERNC_{solar_total}$	2.435 [MW]
$ERNC_{eólica_total}$	2.014 [MW]
$\sum ERNC$	4.450 [MW]

En la tabla 3 se muestra la potencia despachada por tecnología proyectada para el 2030 a la hora 7669.

Tabla 3 Potencia despachada por tecnología para la hora 7669 del año 2030.

Tipo de central	Generación 2030 hora 7669	Porcentaje de generación
Térmica	3.231 [MW]	29,16 [%]
Hidráulica	3.400 [MW]	30,68 [%]
Eólica	2.014 [MW]	18,18 [%]
Solar	2.435 [MW]	21,98 [%]

De la tabla 1 y tabla 3 se aprecia una “sobre-generación” de 306 [MW], estos son para suplir parte de las pérdidas óhmicas de las líneas de transmisión, por el traslado de energía desde los puntos de generación hasta los puntos de demanda.

Cada escenario presenta diferentes valores de constante de inercia promedio del sistema, donde para el caso *E0* y *E1*, se tiene un valor aproximado de constante de inercia igual a 2,51 segundos. Para el caso de la constante de inercia promedio de los escenarios *E2* y *E3* queda resumido en la tabla 4 (se tomaron diferentes valores de *H* dado que se hace el análisis de sensibilidad sobre esta variable).

Tabla 4 Constante de inercia promedio del sistema para escenarios *E2* y *E3*.

Constantes de inercia <i>DFIG</i>						
Escenarios <i>E2</i> y <i>E3</i>	<i>H</i> = 3 [s]	<i>H</i> = 4,44 [s]	<i>H</i> = 6 [s]	<i>H</i> = 9[s]	<i>H</i> = 12[s]	<i>H</i> = 20[s]
<i>H_{prom}</i>	3,33	3,73	4,16	4,98	5,81	8,01

Para poder ver el desempeño de cada esquema de control, la contingencia a simular consiste en la desconexión intempestiva de la unidad generadora más grande a la hora 7669. Esta central corresponde a la central Ralco, una hidroeléctrica ubicada en el SIC en la Región del Biobío, que en esa hora está generando 539,15 [MW].

Finalmente la potencia total instalada en aerogeneradores por región se resume en la tabla 5. Esta es la potencia proyectada al año 2030, mientras que en la figura 12 y figura 13 se puede observar geográficamente las ubicaciones de estas inyecciones.

Tabla 5 Potencia instalada de aerogeneradores proyectadas al 2030 por región.

Región	Potencia eólica instalada al 2030 [MW]
I Región de Tarapacá	300
II Región de Antofagasta	1196
IV Región de Coquimbo	996
VI Región del Libertador General Bernardo O'Higgins	24
VIII Región del Biobío	258
IX Región de la Araucanía	88
X Región de Los Lagos	812

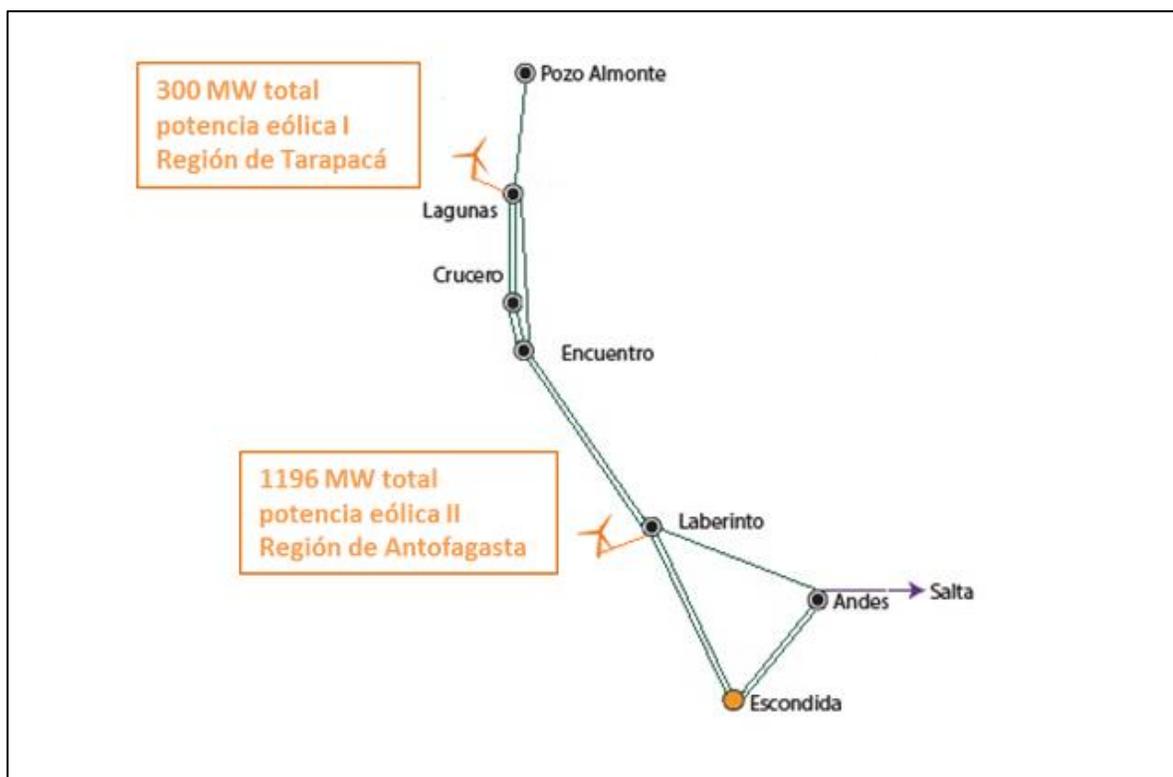


Figura 12 Diagrama simplificado del SING con la conexión de los parques eólicos por región considerados en el estudio. Líneas de transmisión verdes representan circuitos de 220 [kV].

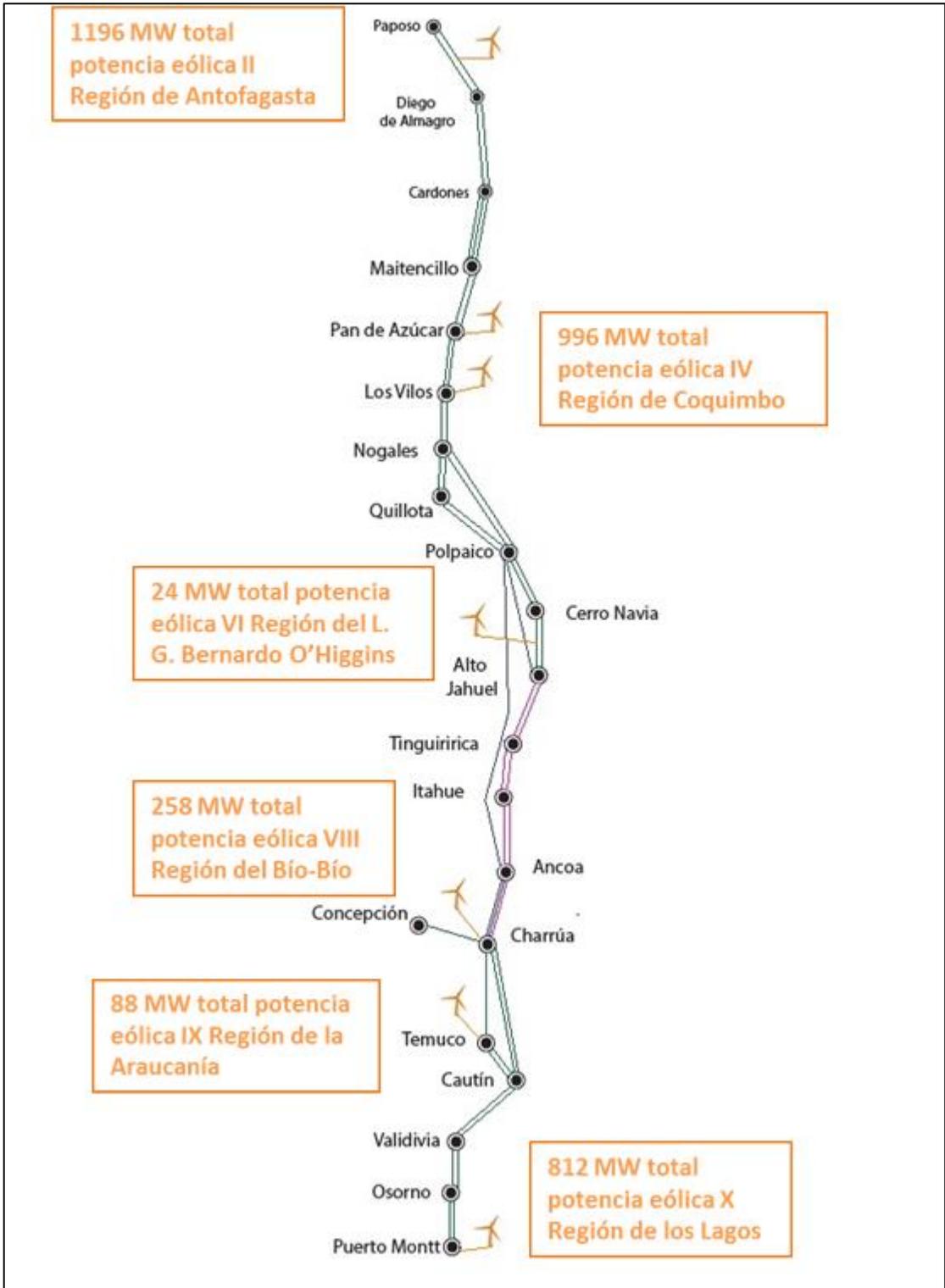


Figura 13 Diagrama simplificado del SIC con la conexión de los parques eólicos por región considerados en el estudio. Líneas de transmisión rosadas representan circuitos de 154[kV], verdes representan circuitos de 220[kV] y azules representan circuitos de 500[kV].

Capítulo 5

Modelación dinámica

En el presente capítulo se detalla la modelación dinámica del *DFIG* a nivel teórico. Dada la gran variedad de fabricantes de aerogeneradores y por consiguiente, diferentes parámetros eléctricos como mecánicos, se describe un modelo genérico para el *DFIG*. Luego se presenta el modelo a utilizar en DigSILENT, junto con las modificaciones necesarias para implementar los esquemas de control que permiten entregar respuesta inercial al *DFIG*. Finalmente se presenta la forma de agregar los aerogeneradores en la red.

A nivel de parque eólico, estos serán modelados como una solo gran generador en el programa DigSILENT. Esto se debe a que en el trabajo realizado por Ignacio Villavicencio [24], se observó que no existen cambios significativos desde la perspectiva dinámica al modelar diferentes números de generadores del parque eólico (entre 10 y 50). Por lo que modelar más turbinas solo implicaría en un esfuerzo computacional adicional innecesario.

5.1 Modelo genérico del *DFIG*

El *DFIG* es básicamente una máquina de inducción con electrónica de potencia en su interfaz generador/red. La modelación dinámica de ésta se puede dividir en sub-partes las cuales están interrelacionadas entre sí. En la figura 14 se observan las sub-partes físicas del *DFIG*. Por otro lado en la figura 15 [25] se ve la interrelación de cada sub-parte del *DFIG* en diagramas de bloques.

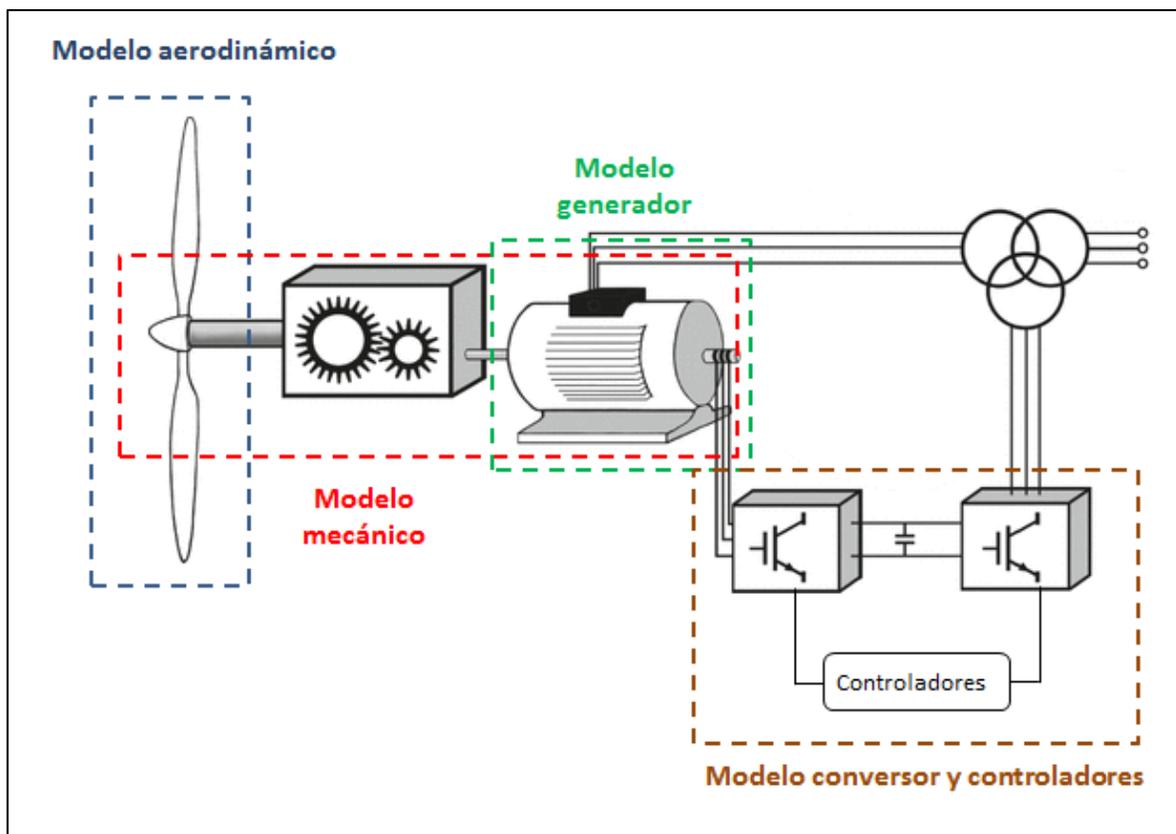


Figura 14 Partes físicas del *DFIG*.

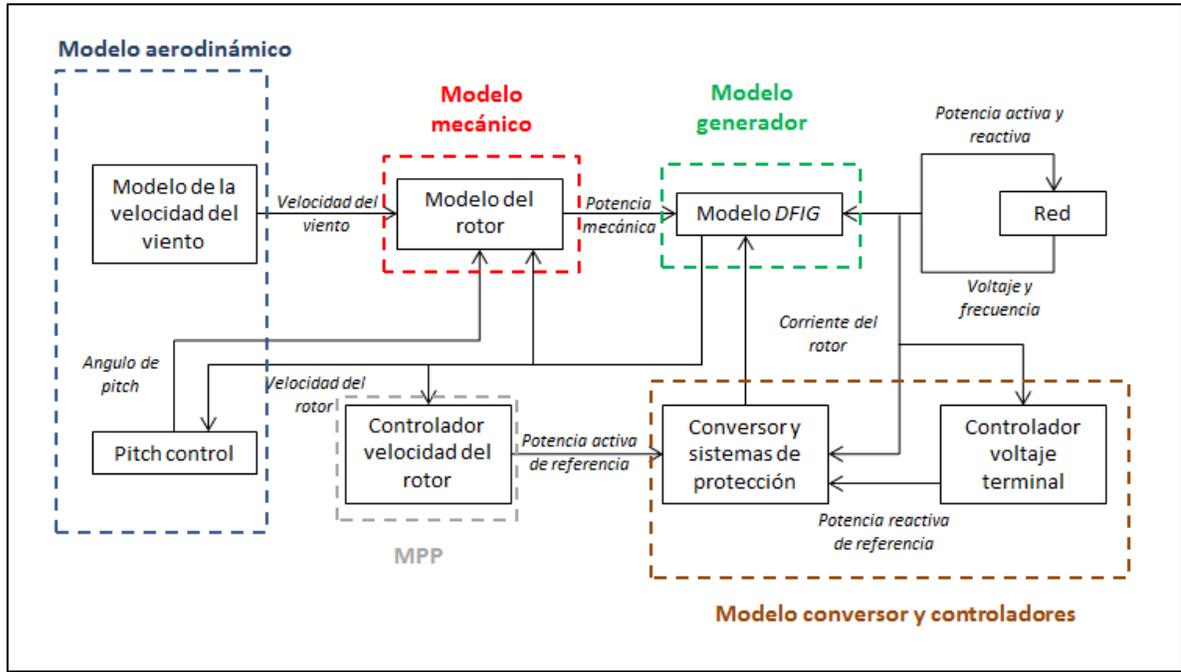


Figura 15 Estructura general en bloques del modelo DFIG con sus interrelaciones.

5.1.1 Modelo aerodinámico

La potencia de la turbina solo puede obtener una parte de la energía cinética del viento, esto queda descrito en las siguientes ecuaciones [25] [26]:

$$P_{viento} = \frac{1}{2} \rho_{aire} \pi R^2 v_{viento}^3$$

$$P_{turb} = P_{viento} * C_p(\lambda, \beta)$$

$$\lambda = \frac{\omega_{turb} * R}{v_{viento}}$$

Cada variable de las ecuaciones anteriores es explicada en la tabla 6:

Tabla 6 Significado de variables de las ecuaciones del modelo aerodinámico.

Variable	Representación/unidad de medida
P_{viento}	Potencia total del viento [W]
P_{turb}	Potencia mecánica de la turbina [W]
ρ_{aire}	Densidad del aire [Kg/m ³]
R	Radio del área barrido por las aspas [m]
v_{viento}	Velocidad del viento [m/s]
C_p	Constante de potencia
λ	Relación de velocidad de punta
β	Angulo de la aspa [°]
ω_{turb}	Velocidad rotacional de la turbina [rad/s]

El ángulo de las aspas es el ángulo que hay entre el plano del rotor y el plano de las aspas como se puede ver en el corte transversal del aspa en la figura 16 [25] [26]. Se aprecia que la potencia

extraíble del viento por la turbina tiene directa relación con la velocidad relativa del viento v_{rel} con respecto a la sección del aspa la cual se mueve con velocidad transversal v_{punta} [26].

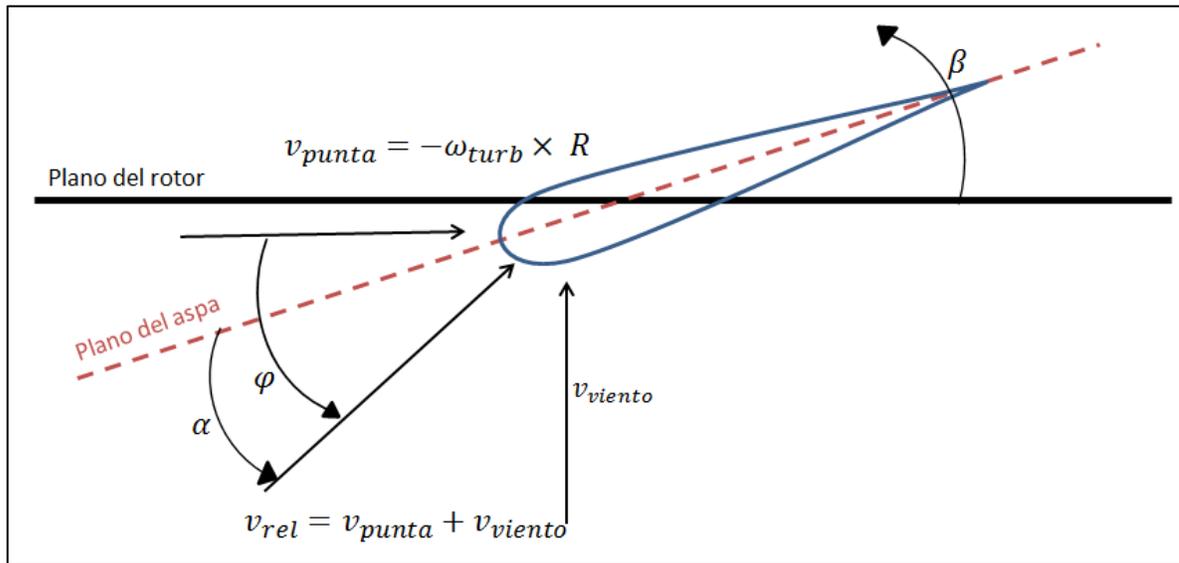


Figura 16 Ilustración de condiciones de viento alrededor de aspas móviles. Nota: v_{punta} =velocidade punta; R = radio del rotor; v_{viento} = Velocidad del viento; α = ángulo de ataque; ϕ = ángulo de incidencia entre el plano del rotor y la velocidad relativa.

Para controlar la potencia mecánica extraída del viento, el *DFIG* cuenta con el pitch control, el cual evita que la potencia mecánica generada supere el límite técnico cuando la velocidad del viento es mayor a la óptima. Para lograrlo, se varía el ángulo β .

El control del ángulo β se hace mediante un controlador PI, el cual produce la referencia de ángulo que es comparada con el ángulo actual. Si existe un error entre ambos parámetros es corregido por el servomecanismo [27], el cual es operado por un conjunto mecánico-hidráulico que gira las aspas en su eje longitudinal. Para el caso de las simulaciones dinámicas en DigSILENT, este control no tiene mayor importancia dado que se supone la velocidad del viento constante.

5.1.2 Modelo mecánico

En la figura 17 el énfasis está puesto solo en las partes de la estructura dinámica de la turbina eólica que contribuyen a la interacción con la red. Luego, solo el tren de transmisión es considerado, porque esta parte de la turbina eólica tiene mayor importancia sobre las fluctuaciones de potencia. El modelo del eje de transmisión es esencialmente un modelo de dos masas, este considera la inercia del rotor J_{rot} y las masas pequeñas correspondientes a la inercia del generador J_{gen} [25] [27].

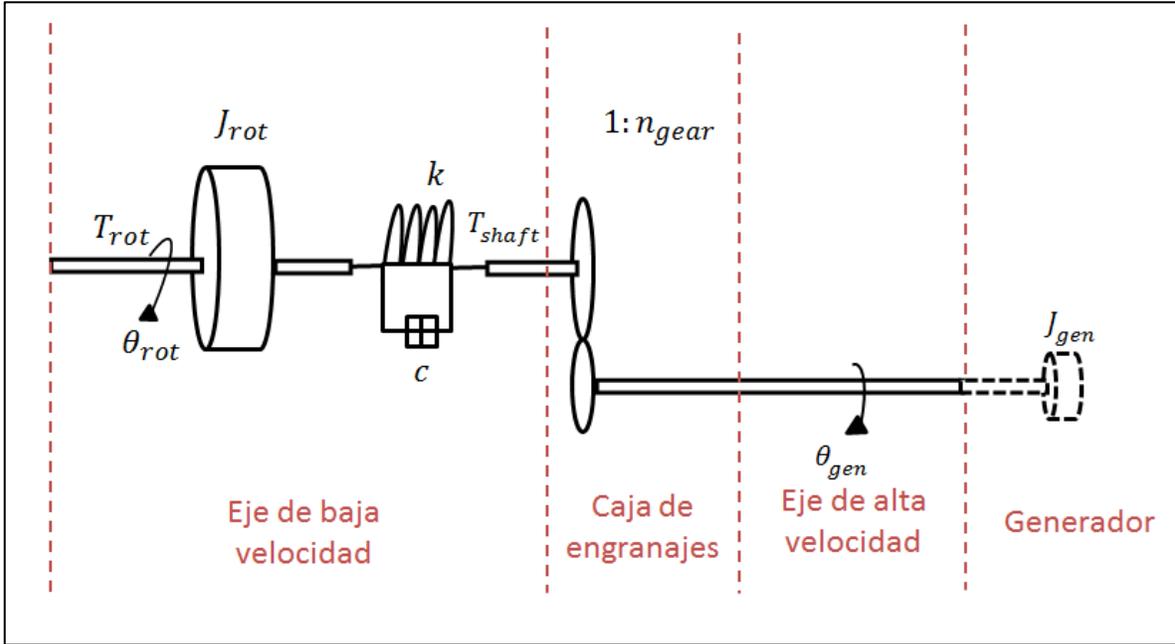


Figura 17 Modelo de dos masas para el tren de transmisión del DFIG.

El modelo de la figura 17 contiene la inercia mecánica del rotor y del generador. El eje de baja velocidad es modelado por un resorte de rigidez k y con coeficiente de amortiguamiento c , mientras que el eje de alta velocidad se asume rígido. Además, se incluye una caja de engranajes ideal con radio $1:n_{gear}$ [27].

El eje de transmisión convierte el torque aerodinámico T_{rot} del rotor en el torque del eje de baja velocidad T_{shaft} :

$$\begin{aligned} \frac{d\theta_{rot}}{dt} &= \omega_{rot} \\ \frac{d\theta_k}{dt} &= \omega_{rot} - \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} \\ \dot{\omega}_{rot} &= \frac{T_{rot} - T_{shaft}}{J_{rot}} \\ T_{shaft} &= c \left(\omega_{rot} - \frac{\omega_{gen}}{n_{gear}} \right) + k\theta_k \\ P_t &= \omega_{gen} \frac{T_{shaft}}{n_{gear}} \end{aligned}$$

Finalmente se tiene que la tabla 7 resumen los nombres de las variables con su respectiva unidad de medida.

Tabla 7 Significado de variables de las ecuaciones del modelo mecánico.

Variable	Representación/unidad de medida
θ_{rot}	Angulo de la turbina [rad/s]
θ_k	Angulo del eje de baja velocidad [rad/s]
ω_{rot}	Velocidad rotacional del rotor de la turbina [rad/s]
ω_{gen}	Velocidad rotacional del rotor del generador [rad/s]
T_{rot}	Torque aerodinámico del rotor [Nm]
T_{shaft}	Torque del eje de baja velocidad [Nm]
J_{rot}	Momento de inercia de la turbina [$kg \cdot m^2$]
c	Coefficiente de amortiguamiento [N/(m/s)]
k	Constante de rigidez [N/m]
n_{gear}	Relación de caja de cambio
P_t	Potencia del generador [W]

5.1.3 Modelo del generador

El *DFIG*, es una máquina de inducción con el estator conectado directamente a la red mientras que el rotor está conectado mediante un convertidor back-to-back AC/DC/AC. El modelo dinámico del *DFIG*, está basado en el modelo del generador de inducción. El diagrama unilineal se presenta en la figura 18.

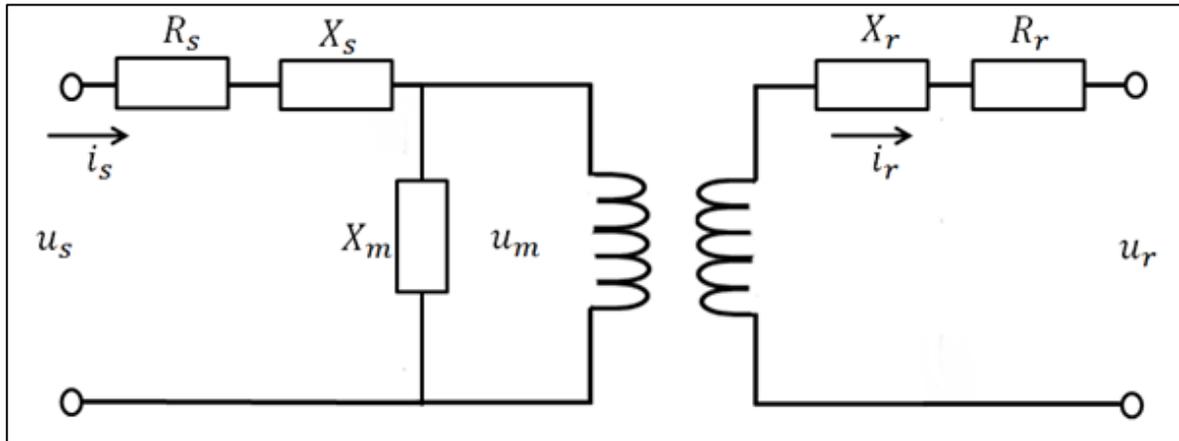


Figura 18 Modelo eléctrico del generador de inducción configurado como *DFIG*.

Las ecuaciones que modelan el generador están dadas por:

$$\begin{aligned}
 u_s &= R_s i_s + \frac{j\omega_{ref}}{\omega_n} \psi_s + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_s}{dt} \\
 u_r &= R_r i_r + j \frac{(\omega_{ref} - \omega_r)}{\omega_n} \psi_r + \frac{1}{\omega_n} \frac{d\psi_r}{dt} \\
 2H \frac{\partial \omega_r}{\partial t} &= T_e - T_m \\
 T_e &= \text{Im}(\psi_s * i_s^*)
 \end{aligned}$$

Finalmente, la representación de cada variable se presenta en la tabla 8 (en por unidad salvo la constante de inercia):

Tabla 8 Significado de variables de las ecuaciones del modelo del generador.

Variable	Representación
u_s	Tensión del estator
u_r	Tensión del rotor
ψ_s	Flujo magnético del estator
ψ_r	Flujo magnético del rotor
ω_{ref}	Velocidad rotacional de referencia
ω_r	Velocidad rotacional del rotor del generador
ω_n	Velocidad rotacional nominal del sistema
i_s	Corriente del estator
i_r	Corriente del rotor
R_s	Resistencia del estator
R_r	Resistencia del rotor
X_s	Reactancia del estator
X_r	Reactancia del rotor
X_m	Reactancia de magnetización
T_e	Torque eléctrico
T_m	Torque mecánico
H	Constante de inercia del generador [s]

5.1.4 Modelo convertidores y controladores [27]

En los *DFIG*, el circuito del rotor está conectado a la red mediante un inversor PWM (por sus siglas en inglés, *Pulse-Width Modulation*) trabajando back-to-back (ver figura 19).

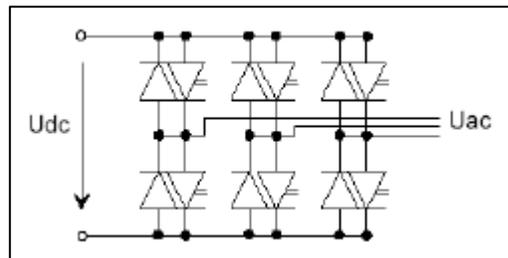


Figura 19 Modelo genérico del convertidor PWM de 6 pulsos.

Este circuito está construido por seis válvulas con capacidad de apagado y seis diodos anti paralelos. Las válvulas son normalmente IGBTs (por sus siglas en inglés, *Insulates Gate Bipolar Transistors*) porque permiten altas frecuencias de cambios (5-10 [kHz]).

La ecuación del convertidor viene dada por:

$$U_{ac} = K_0 * PWM * U_{dc}$$

Con PWM valido para valores entre $[0,1)$, y K_0 el factor de modulación, donde para un PWM sinusoidal tiene el valor de:

$$K_0 = \frac{\sqrt{3}}{2\sqrt{2}}$$

Los parámetros de entrada del convertor son el voltaje nominal ac o dc, la potencia nominal y el factor de modulación, los cuales representan la componente fundamental de la línea de voltaje AC a la línea de voltaje DC. Asumiendo que el *PWM* tiene bajas pérdidas, la ecuación de conservación de potencia del convertor queda determinada por:

$$P_{ac} = Re(U_{ac} * I_{ac}^*) = U_{dc} * I_{dc} = P_{dc}$$

Para hacer el control de potencia y de tensión, normalmente se implementa el esquema de la figura 20, este se divide en dos convertidores, AC/DC en el lado del rotor y DC/AC en el lado de la red.

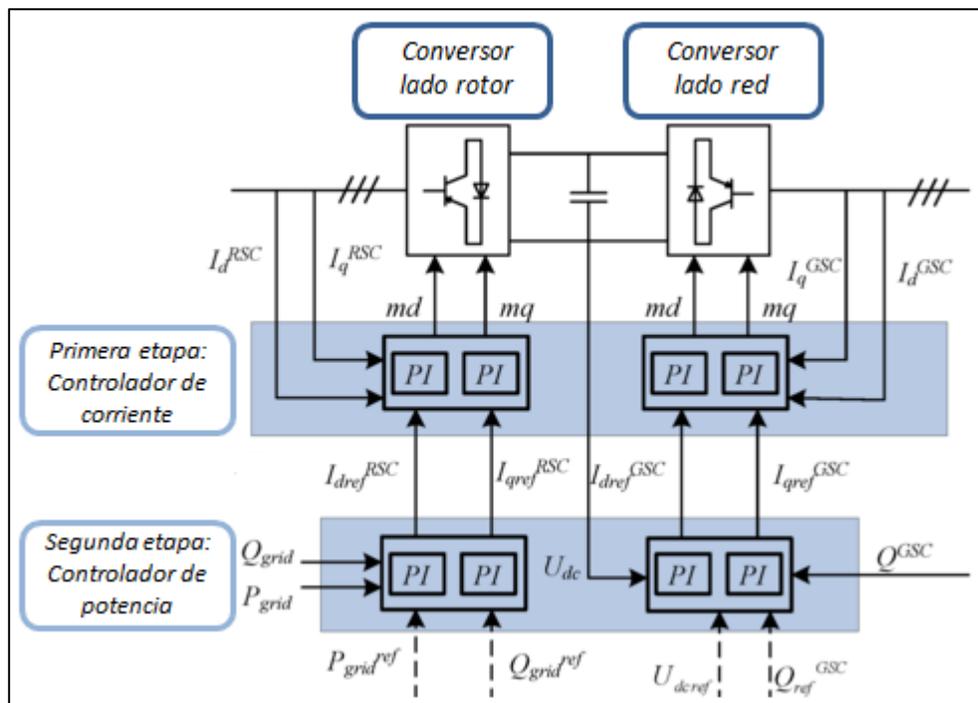


Figura 20 Controladores del convertor lado del rotor y convertor lado de la red.

Los controladores del lado del rotor controlan de forma independiente la potencia activa y reactiva de salida del aerogenerador, mientras que los controladores del lado de la red, controlan el voltaje en la barra y la potencia reactiva inyectada.

Los controladores de cada lado están compuestos por dos etapas de controladores PI, una rápida y otra lenta. Para el caso de los controladores del lado del rotor, la etapa rápida es la del control de corriente del rotor y la lenta es la del control de potencia. Por otra parte, los controladores del lado de la red, el control rápido es el del control del voltaje y el control lento es el del control de corriente del convertor.

5.2 Modelo *DFIG* en base de datos DigSILENT [28]

Como se dijo anteriormente el generador de inducción doblemente alimentado (*DFIG*) es representado como una máquina asíncrona en el diagrama unilineal, este está configurado como un *DFIG*. En el software DigSILENT, el modelo se encuentra en las librerías definidos como “*template*”, el cual es un modelo genérico del *DFIG*.

En DigSILENT existen *templates* de diferentes potencias para el *DFIG*. Para las simulaciones de este trabajo se eligió el “*DFIG_WTG_2MW*”. El modelo del controlador y las partes dinámicas de la máquina son unidas en el “*Composite model*” llamado “*DFIG Control*” este a su vez puede ser modificado a través de su “*Frame*” llamado “*Generic DFIG-Turbine_resync*” el cual se presenta en la figura 21. Este es construido en base a los modelos genéricos explicados anteriormente tales como el modelo aerodinámico, mecánico y eléctrico del *DFIG*. Por otro lado, el modelo de los controladores corresponden a la implementación de cierta estrategia de control de una turbina eólica. Estos modelos se pueden modificar según las exigencias de cada fabricante y cada estudio requerido.

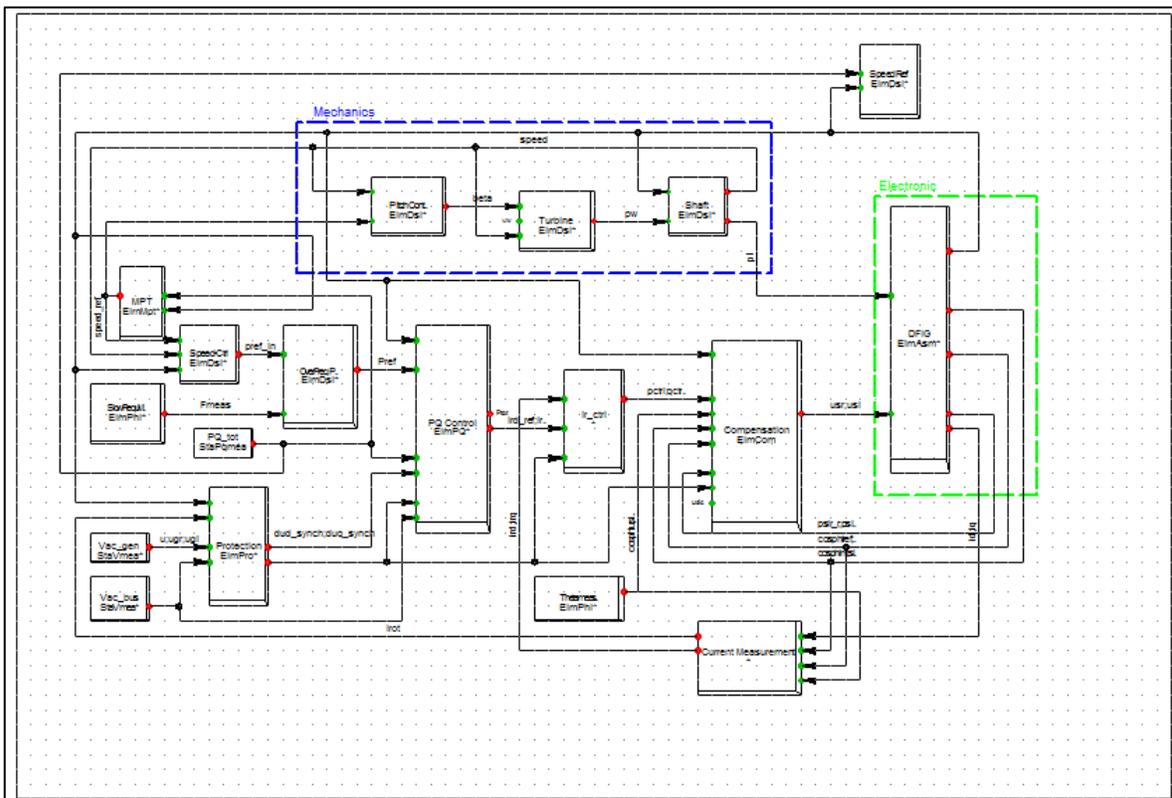


Figura 21 Frame *Generic DFIG-Turbine_resync* del DigSILENT.

Cada bloque puede ser descrito mediante un “*DSL-model*” (DigSILENT Simulation Language), un dispositivo de medida o un elemento mismo del software (ver tabla 9). Todos los dispositivos de medición están conectados a un terminal o cubículo, el cual conecta el generador con el terminal, Esto asegura que todos los dispositivos de medición están correctamente conectados después de entrar al modelo del *template*.

Tabla 9 Descripción de los bloques (*Frames*) del *DFIG Control*.

Bloque	Descripción	Tipo
<i>Compensation</i>	Este modelo calcula la transformación coordinada del voltaje del rotor	Modelo DSL
<i>Current measurement</i>	Calcula la corriente del rotor a partir del ángulo e i_d/i_q del <i>DFIG</i>	Modelo DSL
<i>DFIG</i>	Máquina asíncrona, configurada como <i>DFIG</i>	Elemento de librería
<i>Ir-ctrl</i>	Calcula el voltaje de referencia del rotor para un set point de la corriente del rotor	Modelo DSL
<i>MPT</i>	Punto de seguimiento de máxima potencia, calcula la velocidad óptima para máxima potencia	Modelo DSL
<i>OverFreq_Pwr Reduction</i>	Reduce la potencia en caso de una sobre frecuencia	Modelo DSL
<i>Pitch Control</i>	Control del pitch angle	Modelo DSL
<i>PQ Control</i>	Control de potencia activa y reactiva a través de la corriente del rotor	Modelo DSL
<i>PQ_tot</i>	Dispositivo de medición de potencia activa y reactiva	Dispositivo de medida
<i>Protection</i>	Esquemas de protecciones en caso de altas corrientes del rotor, sobre velocidad o sobre voltaje. También puede desconectar y resincronizar el <i>DFIG</i>	Modelo DSL
<i>Shaft</i>	Calcula la potencia y velocidad mecánica a partir de la potencia del viento y la velocidad del generador	Modelo DSL
<i>SlowfreqMeas</i>	Dispositivo de medición de baja frecuencia (PLL)	Dispositivo de medida
<i>Speed-ctrl</i>	Calcula la potencia de referencia desde la velocidad real y velocidad de referencia del rotor	Modelo DSL
<i>Speed ref</i>	Velocidad de referencia, necesaria solo para la inicialización de la velocidad mecánica del generador	Modelo DSL
<i>Theata meas.</i>	Dispositivo de medición de frecuencia y del ángulo de voltaje de la red	Dispositivo de medida
<i>Turbine</i>	Calcula desde el pitch control, velocidad del rotor y velocidad del viento, la potencia en el eje	Modelo DSL
<i>Vac_bus</i>	Dispositivo de medición de voltaje AC en el lado de la barra	Dispositivo de medida
<i>Vac_gen</i>	Dispositivo de medición de voltaje AC en el lado del generador	Dispositivo de medida

La siguiente tabla resume la correspondencia entre los modelos genéricos teóricos y los bloques del *Control DFIG* del DigSILENT.

Tabla 10 Correspondencia entre los modelos genéricos teóricos y los *Frames* del *DFIG Control*.

Modelo genérico teórico	Bloque <i>DFIG Control</i>
Modelo aerodinámico	<i>Pitch control</i> y <i>turbine</i>
Modelo mecánico	<i>Shaft</i>
Modelo generador	<i>DFIG</i>
Controlador del lado del rotor	<i>PQ Control</i> , <i>PQ_tot</i> , <i>Vac_gen</i> , <i>Ir-ctrl</i> , <i>Current measurement</i> , <i>Compensation</i> y <i>Protection</i>
Controlador del lado de la red	<i>Vac_bus</i> , <i>Theata meas</i> , <i>Compensation</i> y <i>Protection</i>
Eficiencia	<i>MPT</i> , <i>OverFreq_PwrReduction</i> , <i>SlowFreqMeas</i> , <i>Speed-Ctrl</i> y <i>Speed Ref</i>

5.3 Incorporación de esquemas de control para respuesta inercial

A continuación se detalla la modelación de los tres esquemas de control para incorporar respuesta inercial en el *DFIG*, en el software DigSILENT. La modelación de los esquemas de control se hace a nivel del *Composite model* del *DFIG Control*, según los requerimientos de cada esquema, se modifican diferentes bloques del *DFIG Control*.

5.3.1 Modelo control droop sin reservas

En la figura 22 se muestra el esquema de control inercial con control droop, descrito en la sección 2.1.1 del capítulo 2.

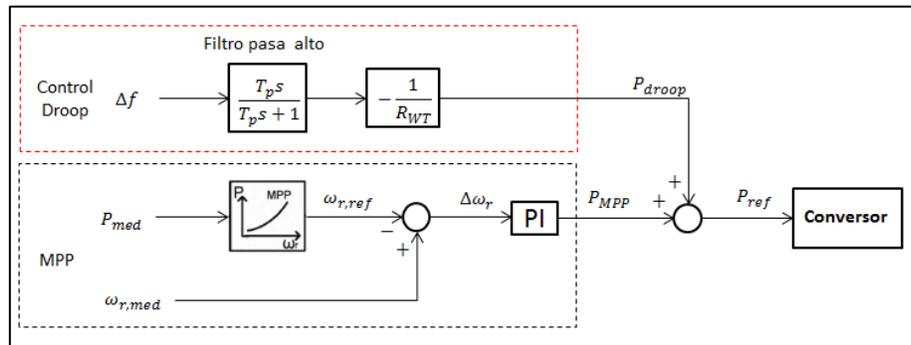


Figura 22 Diagrama de bloques de esquema de control droop. Elaboración propia para modelación dinámica.

Las variables del esquema de control se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 11 Significados de las variables externas del control droop.

Variable	Representación
P_{droop}	Aumento de potencia, producto del estatismo R_{WT} de la turbina
P_{MPP}	Potencia de referencia entregado por el MPP (maximum power point, por sus siglas en ingles)
P_{ref}	Potencia de referencia entregada al convertor
Δf	Desviación de frecuencia, resta entre $f_{med} - f_{nom}$

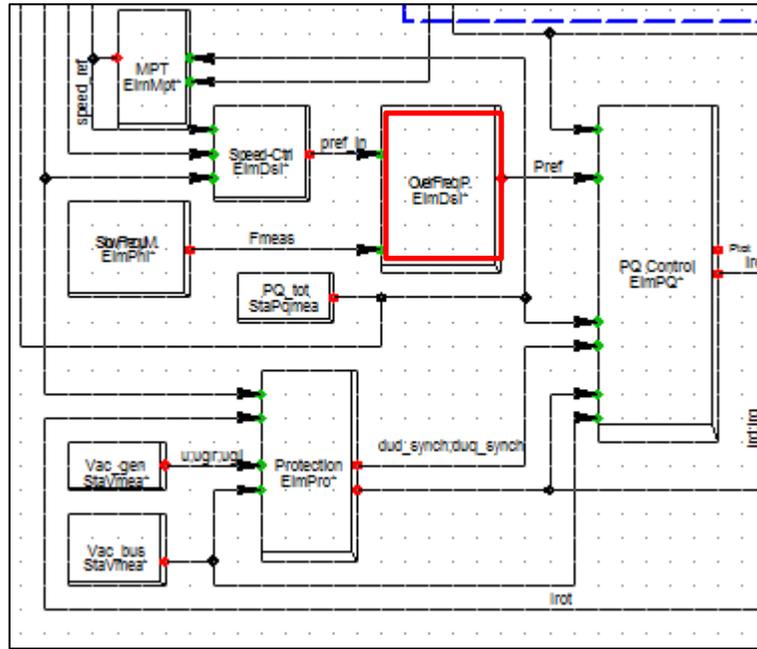


Figura 24 Zoom de bloque modificado en el *Frame* de DigSILENT.

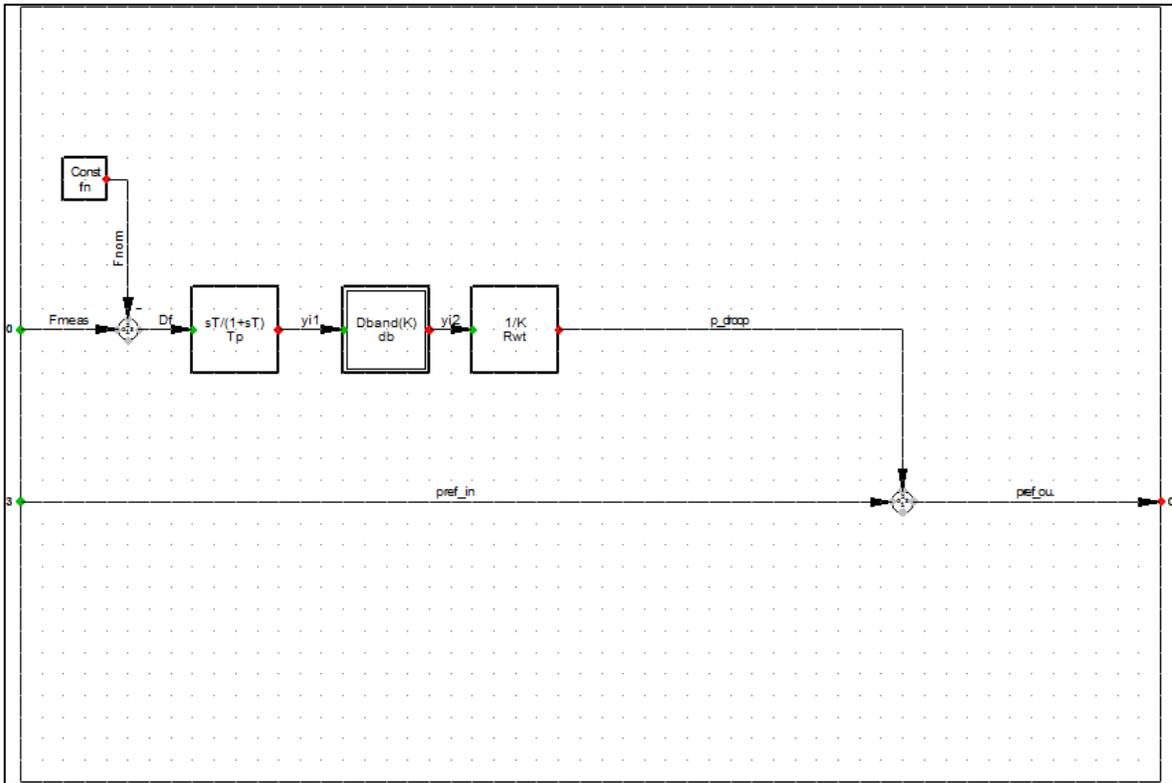


Figura 25 Diagrama de bloques del control droop implementado en DigSILENT.

De la figura 25 se observa el bloque del “filtro pasa alto”, este es el encargado de prevenir al aerogenerador la contribución de potencia extra en estado estacionario. Este tiene una constante de tiempo T_D , que determina el ancho de banda de frecuencias que son filtradas. Para implementar el filtro, se utiliza una función de transferencia predefinida en las librerías de DigSILENT:

$$G_D(s) = \frac{T_D s}{1 + T_D s}$$

El bloque “ $1/K$ ” representa la ganancia inversa negativa $-\frac{1}{R_{WT}}$, con R_{WT} el estatismo de la turbina eólica, el cual representa la relación entre el incremento relativo (en por unidad) de la velocidad del rotor y el incremento relativo de la potencia de salida.

Para que el control droop no se active ante las variaciones de frecuencia naturales del sistema, es necesario implementar un bloque de banda muerta. Para el caso chileno, la banda muerta lo define la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio (NTSyCS), el cual dice que la banda de frecuencia es de $\pm 0,2$ [Hz] permisible en régimen permanente [30]. Por lo que finalmente el bloque “ $Dband(K)$ ” tiene una banda muerta entre 49,8 [Hz] y 50,2 [Hz].

Para este esquema de control (ni para los dos esquemas de control posteriores), no es necesario implementar un limitador de potencia dado que este viene limitado por default a 1.1 [pu] en el *template* de DigSILENT. Específicamente, este limitador de potencia se encuentra en el bloque “*Speed-ctrl*” del *composite model* llamado “*DFIG Control*”.

Finalmente, para determinar un buen valor desde la perspectiva de la respuesta inercial de las diferentes variables que gobiernan el control droop, se hace un análisis de sensibilidad, lo cuales están resumidos en la tabla 12. Donde se parte primero encontrando un valor para el estatismo R_{WT} manteniendo la otra variable fija con un valor $T_D = 25$ [s]. Una vez obtenido un buen valor para el estatismo R_{WT} , se deja constante este último y se varía la constante de tiempo del filtro pasa alto T_D .

Tabla 12 Sensibilidad de variables internas del control droop.

Variable	Valor [%]				
Estatismo R_{WT}	8	12	16	20	25
Variable	Valor [s]				
Constante de tiempo filtro pasa alto T_D	5	10	15	20	25

5.3.2 Modelo control inercial con control derivativo sin reservas

El esquema de control inercial con control derivativo se presenta en la figura 25, este se describió en la sección 2.1.2 del capítulo 2.

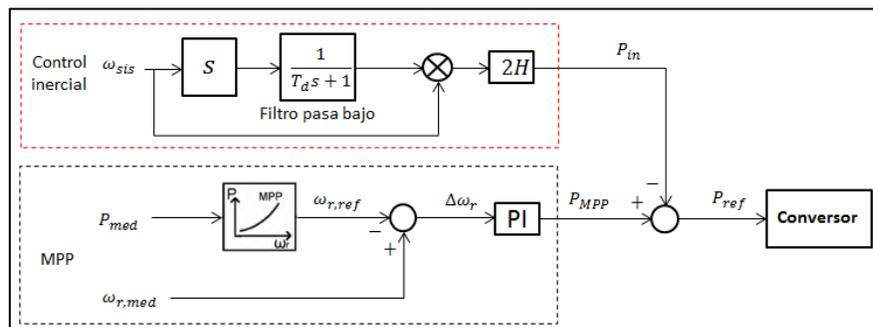


Figura 26 Diagrama de bloques de esquema de control inercial derivativo. Elaboración propia para modelación dinámica.

Las variables del esquema de control se resumen en la siguiente tabla.

Tabla 13 Significados de las variables externas del control inercial derivativo.

Variable	Representación
P_{in}	Potencia inercial, es la potencia adicional que entrega la turbina eólica.
P_{MPP}	Potencia de referencia entregado por el MPP (maximum power point, por sus siglas en ingles)
P_{ref}	Potencia de referencia entregada al conversor
ω_{sis}	Frecuencia del sistema

Este esquema modifica la consigna de potencia en base a la tasa de cambio de la frecuencia (*ROCOF*). La inyección de potencia se hace como lo haría un generador convencional, extrayendo la potencia adicional desde la energía cinética de las masas rotantes. La potencia adicional obtenida desde las masas rotantes se obtiene como:

$$P_{in} = 2H * \omega_{sis} * \frac{d\omega_{sis}}{dt}$$

La implementación en DigSILENT, se hace también a través del bloque *OverFreq_Pwr Reduction* (cuadro rojo de la figura 23, con zoom en figura 24). En este bloque se hace el reemplazo por el control inercial derivativo, es decir, se modifica el *Composite model* del *DFIG Control*. El bloque ahora llamado control inercial derivativo, recibe la señal desde el bloque *speed-Ctrl*, el cual entrega la velocidad del rotor según la potencia de referencia desde el *MPP*. Mientras que la potencia de referencia modificada (P_{ref}) va hacia el bloque *PQ Control*, quien controla la potencia activa de salida hacia el conversor.

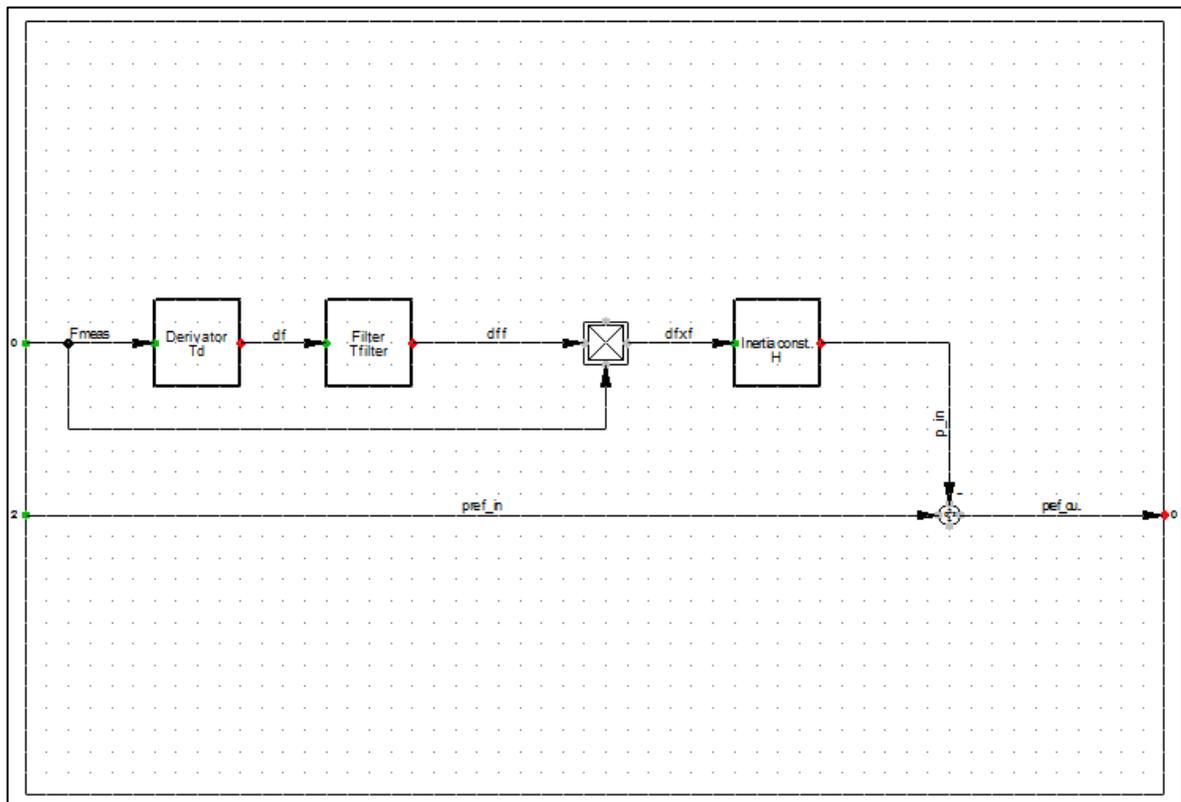


Figura 27 Diagrama de bloques del control inercial derivativo implementado en DigSILENT.

En la figura 27 se observa el bloque “derivador”, este es el encargado de aplicar la derivada a la frecuencia medida. Contiene una constante de tiempo T_d , la cual es un indicador de con cuanta precisión mide la derivada de la frecuencia. La función de transferencia elegida se encuentra en las librerías de DigSILENT y matemáticamente se escribe como:

$$G_d(s) = \frac{s}{1 + T_d s}$$

El segundo bloque corresponde al “Filtro pasa bajo”, el filtro está encargado de eliminar ciertas bandas de frecuencia, en este caso, las de baja frecuencia, para evitar que el control inercial derivativo actúe ante pequeñas oscilaciones naturales del sistema. El filtro tiene una constante de tiempo T_F la cual representa el ancho de banda que son filtradas. Al igual que el bloque “derivador”, en el bloque del filtro se utilizó una función de transferencia predefinida en las librerías de DigSILENT:

$$G_F(s) = \frac{1}{1 + T_F s}$$

Finalmente para obtener la señal de potencia adicional en [pu], es necesario normalizar los valores de la salida ponderando la salida “ p_{in} ” por un factor 1/2500.

Para obtener los valores con un buen desempeño desde la perspectiva de la respuesta inercial del control inercial derivativo se hace un análisis de sensibilidad sobre las dos variables que cambian la forma de la respuesta inercial al *DFIG*, estas se definen en la tabla 14.

Tabla 14 Sensibilidad de variables internas del control inercial derivativo.

Variable	Valores [s]						
Constante inercia H	de	3	4,44	6	9	12	20
Variable	Valores [s]						
Constante tiempo del filtro T_F	de	0,02	0,2	2	5	15	

5.3.3 Modelación control inercial derivativo más control droop sin reserva

El control combinado se puede ver en la figura 28, donde se ve la inserción del lazo droop y el lazo derivativo, este esquema de control se describió en la sección 2.1.3 del capítulo 2 “*Esquemas de control de frecuencia del DFIG*”.

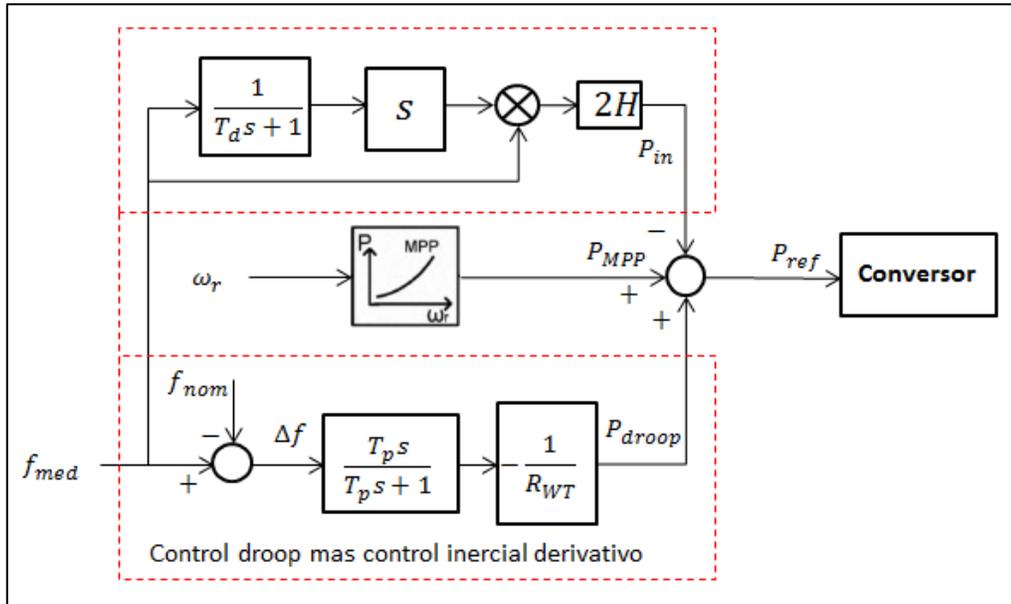


Figura 28 Diagrama de bloques de esquema de control combinado. Elaboración propia para modelación dinámica.

La tabla 15 resume las variables de referencia del control combinado.

Tabla 15 Significados de las variables externas del control combinado.

Variable	Representación
P_{droop}	Aumento de potencia, producto del estatismo R_{WT} de la turbina
P_{in}	Potencia inercial, es la potencia adicional que entrega la turbina eólica.
P_{MPP}	Potencia de referencia entregado por el MPP (maximum power point, por sus siglas en ingles)
P_{ref}	Potencia de referencia entregada al convertidor
Δf	Desviación de frecuencia, resta entre $f_{med} - f_{nom}$

Como se ha descrito anteriormente, el control combinado, el cual combina el control droop más el control inercial derivativo, cambia la consigna de potencia activa como se muestra en la siguiente ecuación:

$$P_{ref} = -2H * \frac{d\Delta f}{dt} + \frac{1}{R_{WT}} * \Delta f + P_{MPP}$$

$$P_{ref} = -P_{in} + P_{droop} + P_{MPP}$$

La implementación en DigSILENT se muestra en la figura 29, donde cada bloque fue descrito anteriormente en las secciones 5.3.1 y 5.3.2.

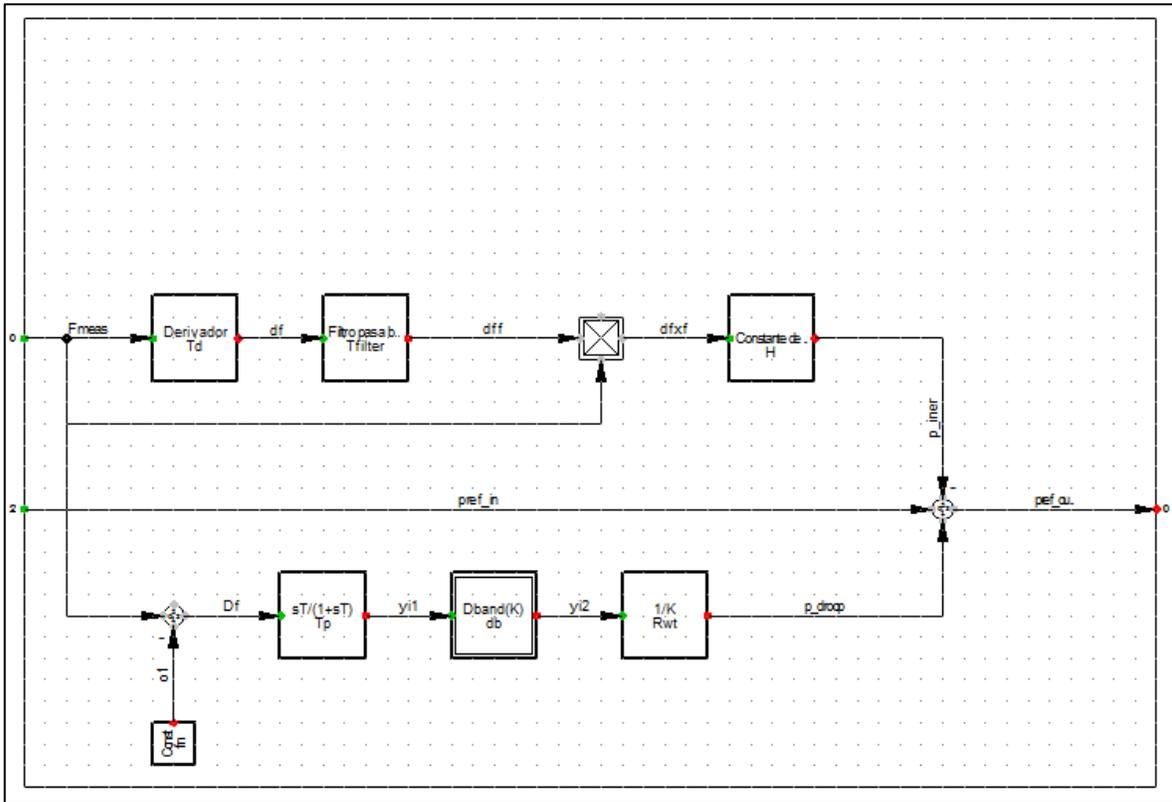


Figura 29 Diagrama de bloques del control inercial derivativo implementado en DigSILENT.

5.4 Incorporación *DFIG* a la base de datos

La incorporación del aerogenerador *DFIG* se hace a través del *template DFIG_WTG_2MW*, este viene con un transformador de subida 0,69kV/13,8kV, luego se sube la tensión nuevamente con otro transformador de razón de transformación igual a 13,8kV/220kV, donde este último conecta finalmente el *DFIG* a la red (en el SIC y en el SING para este caso) como se puede apreciar en la figura 30.

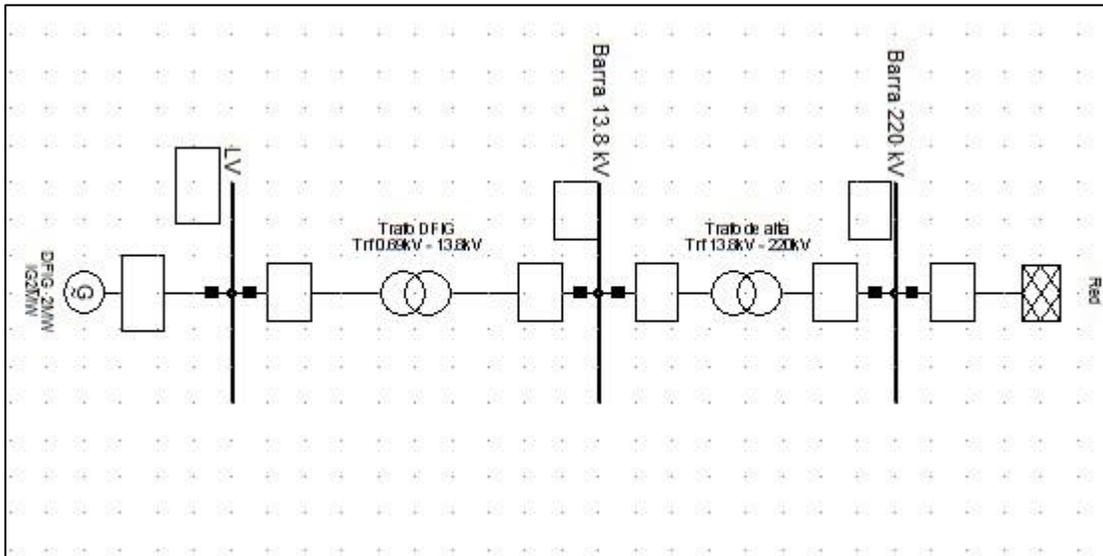


Figura 30 Incorporación de *DFIG* a la red en base de dato DigSILENT.

Adicionalmente el *DFIG*, se pueden incorporar diferentes números de máquinas en paralelo, para así poder modelar un parque entero, esto se realiza en el “*Number of parallel machines*” en el “*Basic data*” del *DFIG*. Al hacer el cambio de máquinas en paralelo se debe modificar el “*Rated power*” del *PQ_tot* ubicado en el *DFIG Control*, ya que como se dijo anteriormente el *PQ_tot* toma en cuenta la potencia total en la barra del generador.

Capítulo 6

Resultados y análisis

A continuación se presentan los resultados obtenidos para los diferentes esquemas de control implementados en los *DFIG* (Control Droop (*E1*), Control Inercial Derivativo (*E2*) y Control Combinado (*E3*)) representan diferentes respuestas en frecuencia ante la desconexión intempestiva de una central generadora. Los resultados mostrados para la frecuencia son en la barra Pan de Azúcar 220 [kV] del SIC, dado que es la barra donde se presenta la mayor conexión de generadores eólicos. Se toma una sola barra ya que las frecuencias en las demás barras del SIC-SING son muy parecidas.

Los resultados mostrados incluyen las variaciones de potencia eléctrica y velocidad que ocurren en los generadores eólicos producto de los esquemas utilizados. Se presentan los resultados del parque eólico “*El Arrayan*”, el cual es el más grande en operación dentro del SIC.

Adicionalmente se incluye un análisis de sensibilidad de cada variable que afecta el desempeño del esquema de control implementando, con el fin de definir los parámetros que llevan a la mejor respuesta en frecuencia (inercial) del sistema para cada control.

Finalmente, es importante destacar que la condición crítica en cuanto a desbalances de carga/generación son la activación de los EDAC, los cuales tienen un umbral de 49 [Hz] para el primer escalón tanto en el SIC como en el SING. Adicionalmente, en el SIC este primer escalón también se activa cuando la tasa de desviación de frecuencia llega a 0,6 [Hz/s].

6.1 Control droop sin reservas (*E1*)

6.1.1 Sensibilidad estadismo R_{WT}

A continuación, se presenta un análisis de sensibilidad con respecto a las variables que afectan la respuesta inercial del control droop sin reserva: el estadismo (R_{WT}) y la constante de tiempo de filtro pasa alto (T_D). Primero se hace el análisis de sensibilidad sobre el estadismo R_{WT} con un tiempo T_D fijo igual a 25 segundos [7]. En la figura 31 se ve la frecuencia en la barra Pan de Azúcar para diferentes valores de estadismo para este análisis.

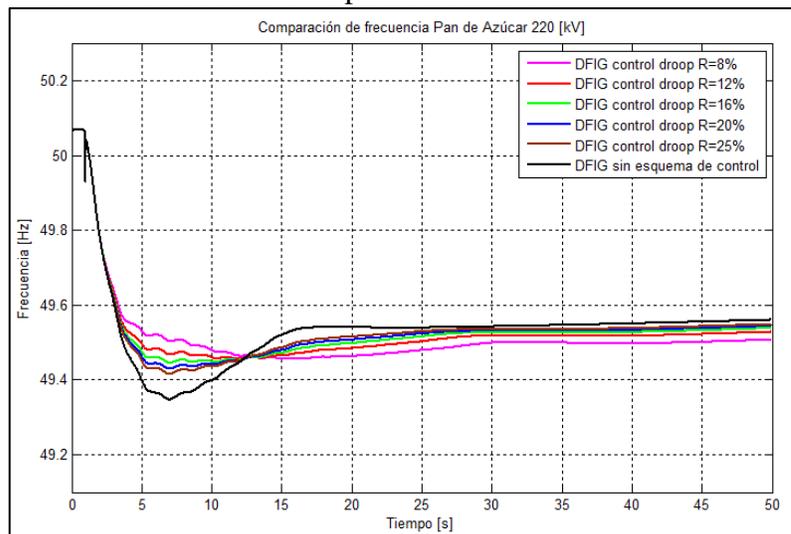


Figura 31 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad del estadismo del control droop, manteniendo la fijo la constante de tiempo en $T_D = 25[s]$.

Como se aprecia en la figura 31, el control droop afecta principalmente el punto de frecuencia mínimo (Nadir) que se alcanza algunos segundos después del desbalance carga/generación. Se observa que mientras mayor es el estatismo (menor participación de los generadores eólicos en la respuesta inercial, ver figura 30) el sistema eléctrico de potencia (SEP) se demora casi lo mismo en alcanzar el Nadir en comparación con el caso base (línea negra), esto queda resumido en la tabla 16.

Tabla 16 Tiempo en que se demoran en alcanzar el Nadir para diferentes estatismos.

Estatismo	Tiempo en alcanzar Nadir
Caso base	6,95 [s]
R = 8%	15,20 [s]
R = 12%	11,93 [s]
R = 16%	7,02 [s]
R = 20%	7,01 [s]
R = 25%	7,00 [s]

La figura 32 muestra la potencia eléctrica total del parque eólico “*El Arrayan*”, antes y después de la desconexión de la hidroeléctrica Ralco.

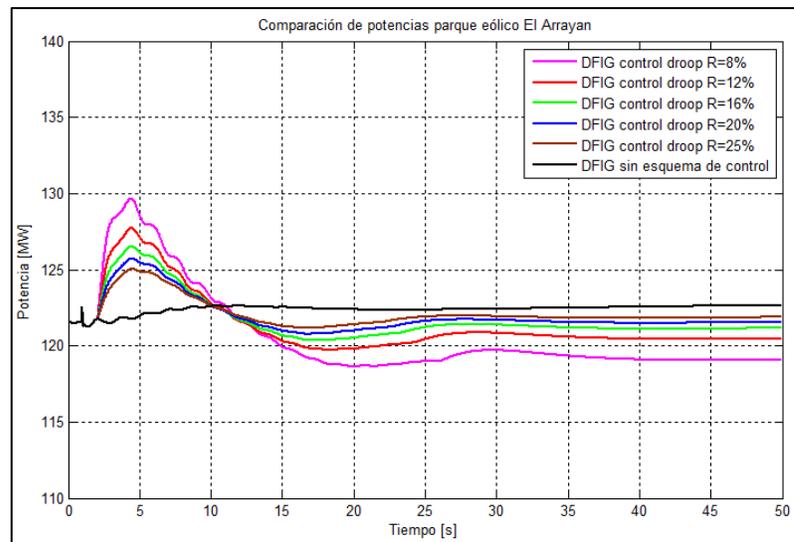


Figura 32 Potencia El Arrayan para diferentes valores de estatismo, manteniendo la fija la constante de tiempo en $T_D = 25$ [s].

Como se puede apreciar de la figura 32, el estatismo tiene una relación directa con la cantidad de potencia extra que entrega el generador eólico: mientras menor estatismo, mayor será la contribución del parque eólico a la respuesta inercial. A medida que la potencia extra entregada por los generadores es mayor (menor estatismo), la respuesta en frecuencia mejora el desempeño en cuando al Nadir que se alcanza, pero empeora el error en régimen permanente.

El desplazamiento del Nadir se debe básicamente a que luego de una gran contribución de potencia por parte del parque, disminuye significativamente la velocidad del rotor de las turbinas eólicas producto de la extracción de potencia extra de la energía cinética de las masas rotantes. Junto con la disminución de velocidad del rotor de las turbinas eólicas, viene un periodo de recuperación de la velocidad del rotor por parte del *DFIG* (ver figura 33). Se debe bajar la

potencia entregada para recuperar su velocidad nominal afectando directamente a la frecuencia del sistema. Lo anterior contribuye al desplazamiento del Nadir y el aumento del error de frecuencia en régimen permanente, dado que el *DFIG* aporta una potencia menor en comparación con el despacho pre-falla.

La figura 33 muestra la velocidad de la turbina del parque eólico “*El Arrayan*”, antes y después de la desconexión intempestiva de generación.

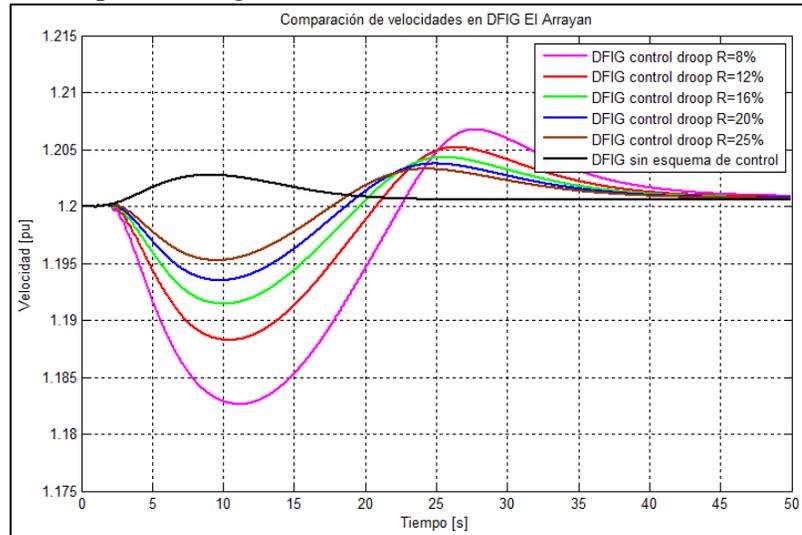


Figura 33 Velocidad del parque eólico El Arrayan para diferentes estadismos, manteniendo la fija la constante de tiempo en $T_D = 25$ [s].

Para obtener un valor con buen desempeño desde el punto de vista de la respuesta inercial para el parámetro del estadismo R_{WT} , se analizan los resultados del análisis de sensibilidad mediante los índices presentados en la sección “3.6 Estudio dinámico” y resumidos en la tabla 17.

Tabla 17 Medición de índices de desempeño del control droop para diferentes estadismos manteniendo fijo la constante de tiempo del filtro pasa alto en $T_D = 25$ [s].

Estadismo	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
R = 8%	-15,1020	10,3478	-1,5847
R = 12%	-15,0204	6,3844	-2,8787
R = 16%	-13,5409	4,4514	-3,0301
R = 20%	-11,3854	3,3106	-2,6916
R = 25%	-9,4961	2,4159	-2,3601

Como se dijo anteriormente (y ver gráficamente en la figura 31), el control droop afecta principalmente el Nadir, manteniendo casi constante el *ROCOF*, dado que la potencia extra que entrega el aerogenerador es proporcional al desvío de frecuencia y no a la tasa de cambio de esta. Por ello la tabla 17 no incluye el índice de desempeño del *ROCOF*, dado que tiene un valor aproximado de $-0,2663 \left[\frac{Hz}{s} \right]$, para todos los casos (el caso base también), lo que representa una mejora del 0%.

De la tabla 17 se concluye que a menor estadismo el punto mínimo aumenta considerablemente con respecto al caso base, con lo que el delta de frecuencia se hace más pequeño, sin embargo, un

valor extremadamente grande del estatismo comienza a empeorar el índice de error en régimen permanente.

Los valores de estatismo que presentan mejores desempeños son los con valores de $R = 12\%$ y $R = 16\%$ con una constante de tiempo fija del filtro pasa alto igual a 25 segundos. Sin embargo con un estatismo de 16%, presenta un menor error en régimen permanente, lo que ayuda a una recuperación de la frecuencia de manera más temprana, ayudando así al control primario y secundario de frecuencia.

Estatismos por debajo del 8% generan un error en régimen permanente muy elevado llevando al sistema a inestabilidad de frecuencia. Debido a esto, los resultados en estos casos no fueron mostrados en las gráficas anteriores. A medida que se aumenta el estatismo, el error en régimen permanente disminuye en comparación con el caso base, por lo que colocar valores de estatismo más elevados ayuda a mejorar la respuesta del sistema y facilitar el control secundario de frecuencia.

Con un valor del estatismo del 16% se tiene que la potencia extra máxima que inyecta el parque eólico El Arrayan es de alrededor de 127 [MW], esto representa un aumento del 5 % con respecto a la potencia inyectada antes del desbalance carga/generación. La velocidad baja alrededor de un 1% con respecto a la velocidad que tiene el parque antes del desbalance.

Cabe destacar que el Nadir también afectado por el control primario de frecuencia de las máquinas convencionales. Esto impide que los parques eólicos con control droop entregue el máximo de potencia posible el cual está limitado a 1,1 pu (para el caso del “*El Arrayan*” está limitado a 178,2 [MW]).

Finalmente un valor del estatismo igual al 16% es un valor no tan real, dado que los estatismo típicos de las máquinas síncronas van de un 2% a un 8% [29]. Sin embargo, este valor puede ser adoptado recordando que los *DFIG* son máquinas asíncronas con naturaleza distinta a las máquinas síncronas.

6.1.2 Sensibilidad T_D

Una vez obtenido el parámetro adecuado del estatismo se hace el análisis de sensibilidad sobre la otra variable que afecta el desempeño del control droop: la constante de tiempo del filtro pasa alto T_D . Se aprecia en la figura 34 que la constante de tiempo afecta tanto el Nadir como el error en régimen permanente. A mayor valor de T_D , el Nadir mejora en comparación con el caso base.

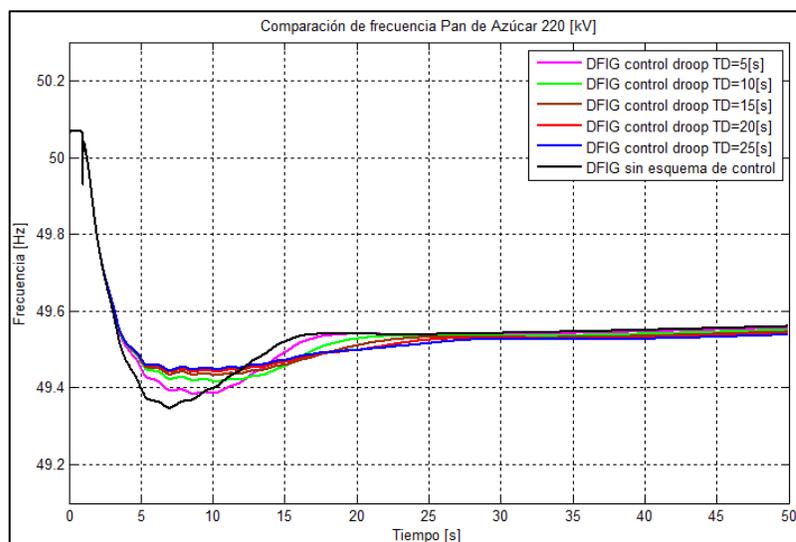


Figura 34 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estatismo en $R = 16\%$.

En la figura 35 se aprecia, que esta constante también afecta el tiempo de duración de la entrega de potencia extra por parte del *DFIG*, por lo que influye tanto la potencia máxima entregada por el parque eólico como el tiempo de duración de la entrega de potencia extra del parque. El máximo de potencia extra por parte del generador eólico afecta a la velocidad mínima que se alcanza por el generador. En la figura 36 se ve que a mayor tiempo T_D (Los generadores eólicos entregan mayor potencia extra) disminuyen más las velocidades de las turbinas eólicas del parque.

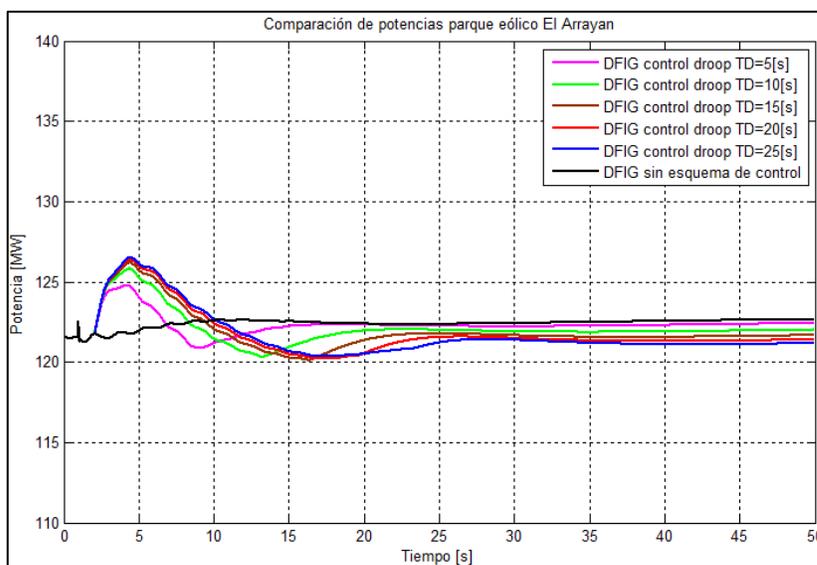


Figura 35 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estatismo en $R = 16\%$.

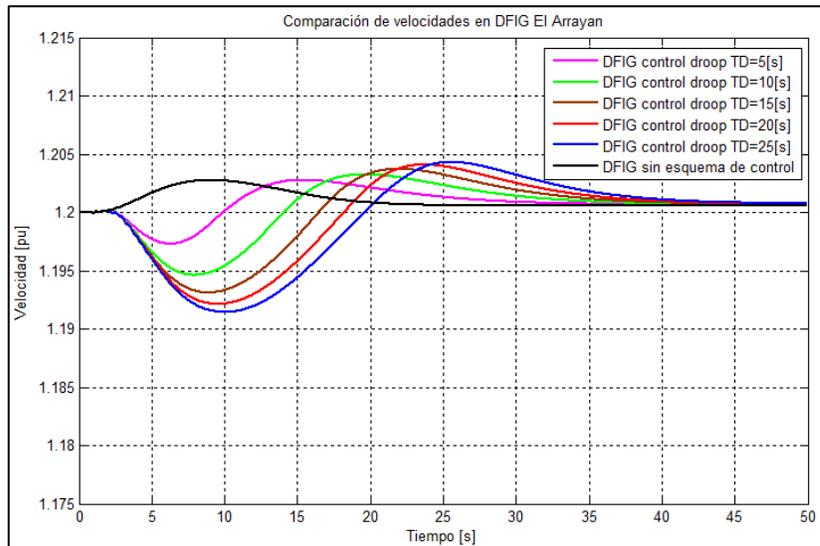


Figura 36 Velocidad del parque eólico El Arrayan el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control droop, manteniendo la fijo el estadismo en $R = 16\%$.

La principal conclusión del cambio de constante de tiempo del filtro pasa alto es que a menor valor de esta, menor será la contribución en la respuesta inercial de los aerogeneradores, dado que filtra las bandas de frecuencia de manera inmediata. En la figura 35 se ve que a partir de un valor de 5 segundos de T_D , se obtiene una contribución en la respuesta inercial por parte de los parques eólicos. Sin embargo, una constante de tiempo muy grande puede llevar a que el *DFIG* entregue potencia extra durante mucho tiempo, extrayendo toda la energía cinética de las masas rotantes y finalmente deteniendo la turbina eólica. Lo anterior llevaría a una situación de pérdida de generación empeorando el desbalance carga/generación inicial.

Para obtener un valor adecuado desde el punto de vista de desempeño en la respuesta inercial del aerogenerador para la constante de tiempo del filtro pasa alto T_D con un estadismo $R_{WT} = 16\%$ se evalúa el análisis de sensibilidad mediante los índices de desempeño resumidos en la tabla 18.

Tabla 18 Medición de índices de desempeño del control droop para diferentes valores de constante de tiempo para filtro pasa alto, manteniendo fijo estadismo $R_{WT} = 16\%$.

Estadismo	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$T_D = 5[s]$	-5,1358	0,7522	-1,4612
$T_D = 10[s]$	-9,5026	1,9919	-2,5036
$T_D = 15[s]$	-11,7661	3,0415	-2,9082
$T_D = 20[s]$	-13,0016	3,8582	-3,0478
$T_D = 25[s]$	-13,5409	4,4510	-3,0301

La tabla 18 nuevamente no incluye el *ROCOF*, dado que para todos los casos tiene un valor igual a $-0,2663 \left[\frac{Hz}{s} \right]$. Se observa que a un mayor valor de T_D , mejora el Nadir. Sin embargo, también aumenta el error en régimen permanente lo que afecta directamente al control secundario de frecuencia (no implementado en el modelo). Luego la elección del valor adecuado para T_D se hace en base al valor que presente mejor error ponderado comparado con el caso base de la tabla 18.

De lo anterior se extrae que el valor adecuado para T_D es de 20 segundos, con una mejora ponderada de 4,6 % aproximadamente con respecto al caso base. Con este valor de T_D un estatismo del 16%, se tiene que el parque eólico *El Arrayan* genera un peak de potencia extra igual a 126 [MW]. Esto representa un aumento del 4,1% con respecto al despacho de potencia pre-falla. Para la velocidad de la turbina de “*El Arrayan*”, baja en un 1% (valor en [pu]).

La tabla 19 muestra un resumen de los valores obtenidos para los parámetros del control droop.

Tabla 19 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control droop.

Estatismo [%]	Constante filtro pasa alto [s]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$R_{WT} = 16$	$T_D = 20$	-13,0016	3,8582	-3,0478

6.2 Control inercial derivativo (E2)

6.2.1 Sensibilidad T_f

Al igual que la sección 6.1, en esta sección se hace un análisis de sensibilidad sobre distintos parámetros del control inercial derivativo. A analizar son la constante de inercia del *DFIG* (H) y la constante de tiempo del filtro pasa bajo (T_f). Se parte variando los valores del parámetro T_f manteniendo fijo el valor de la constante de inercia, que es obtenido a partir de la ecuación 2 [16] (4,44 segundos). Después de encontrar un T_f adecuado para el control, se procede a hacer el análisis de sensibilidad de la constante de inercia.

En la figura 37 se aprecia la frecuencia en la barra Pan de Azúcar 220 [kV] para diferentes constantes de tiempo T_f considerando *DFIG* con control inercial derivativo implementado.

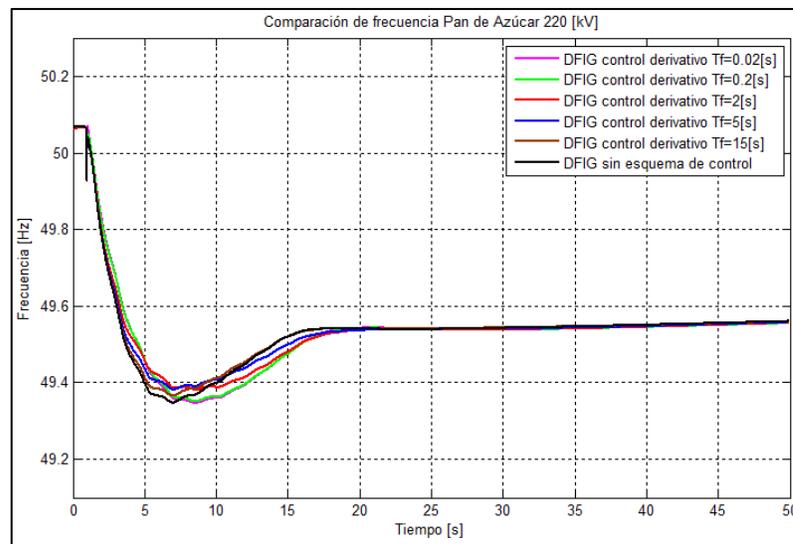


Figura 37 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44$ [s].

A partir de la figura 37 se observa que la constante de tiempo del filtro pasa bajo no afecta mayormente la respuesta inercial del sistema. Se nota que para constantes de tiempo bajas (entre 0,02 y 0,2 segundos) hay un desplazamiento del Nadir. Para constantes de tiempo altas (5 a 15 segundos) se tiene que la respuesta del sistema es muy similar al del caso base (línea negra en el gráfico). Lo anterior dice que a valores grandes de T_f el *ROCOF* se mantiene casi constante, debido al escaso aporte de potencia extra por parte de los parques eólicos durante la respuesta inercial. La constante T_f es un parámetro que principalmente forma que tiene la curva de potencia extra del aerogenerador.

De la figura 38 se observa que a mayores valores de la constante T_f , la contribución de potencia extra por los parques eólicos son menores y suavizadas, dado que se filtran mayores bandas de ruidos de frecuencia. Por otro lado, valores pequeños de la constante provocan la activación inmediata ante cualquier variación de frecuencia, generando rampas de potencia elevadas que no pueden ser permitidas en sistemas reales. Esto último genera oscilaciones indeseadas en el sistema por lo que un valor pequeño de T_f no puede ser aceptado. Adicionalmente de la figura 39 se ve que valores de T_f bajos, producen también oscilaciones en la velocidad de la turbina eólica,

las que pueden provocar daños mecánicos en la turbina. Debido a lo anterior valores de tiempo T_f entre 0,02 y 0,2 segundos se descartan.

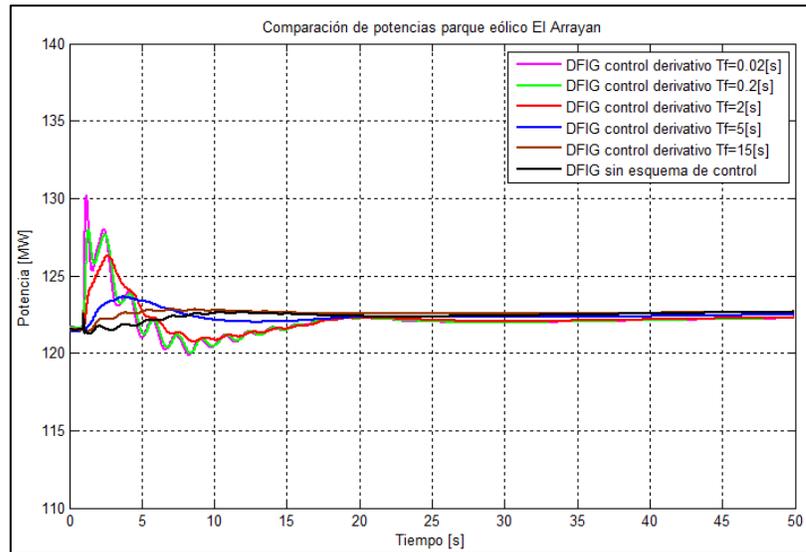


Figura 38 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44 [s]$.

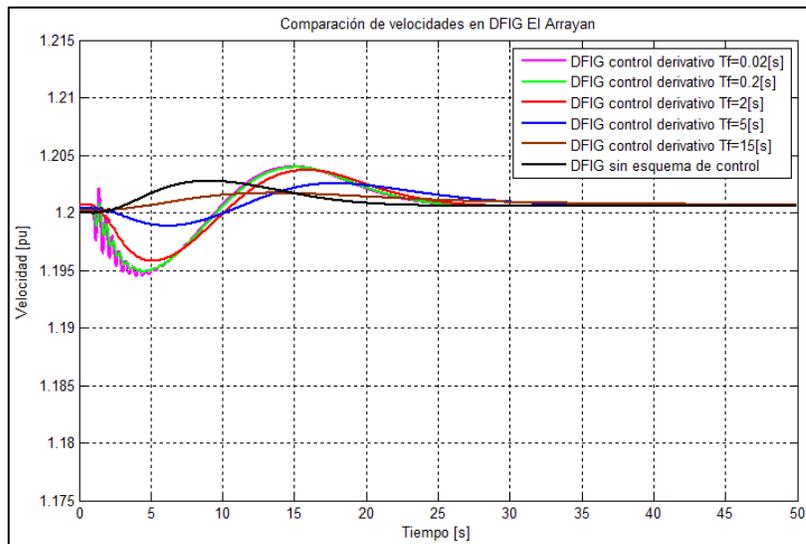


Figura 39 Velocidad del parque eólico El Arrayan el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa alto del control inercial derivativo, manteniendo fijo la constante de inercia $H = 4,44 [s]$.

La tabla 20 resume los índices obtenidos para el análisis de sensibilidad sobre la constante de tiempo del filtro pasa bajo T_f .

Tabla 20 Medición de índices de desempeño del control inercial derivativo para diferentes constantes de tiempo del filtro pasa bajo manteniendo fijo la constante de inercia en $H = 4,44$ [s].

Constante de tiempo	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Índices ponderado [%]
$T_f = 0,02$ [s]	-6,5676	-0,0492	-2,2056
$T_f = 0,2$ [s]	-8,7560	-0,5441	-3,1000
$T_f = 2$ [s]	-5,0061	-4,6785	-3,2282
$T_f = 5$ [s]	-2,2921	-4,8519	-2,3813
$T_f = 15$ [s]	-0,7866	-2,4902	-1,0923

La tabla anterior no presenta el índice de error en régimen permanente dado que no presenta un error porcentual más allá del 0,3%, por lo que se desprecia para efectos de cálculo. Se observa que el tiempo T_f adecuado y que presenta mejor promedio ponderado de los índices de desempeño con respecto al caso base es $T_f = 2$ [s]. Este valor también coincide con lo anteriormente expuesto en cuanto a evitar oscilaciones indeseadas tanto en la potencia eléctrica del aerogenerador como en la velocidad de este.

En [31], se usa un tiempo $T_f = 0,02$ [s], este es 100 veces más pequeño que el T_f encontrado seleccionado en el presente trabajo (2 segundos), esto demuestra que estas constantes no son universales y dependen de cada sistema en el cual es inmerso.

6.2.2 Sensibilidad H

En esta sección, se hace el análisis de sensibilidad sobre la constante de inercia del aerogenerador H . En la figura 40 se aprecia que la constante de inercia afecta el $ROCOF$, Nadir, error en régimen permanente y tiempo en que se alcanza el Nadir.

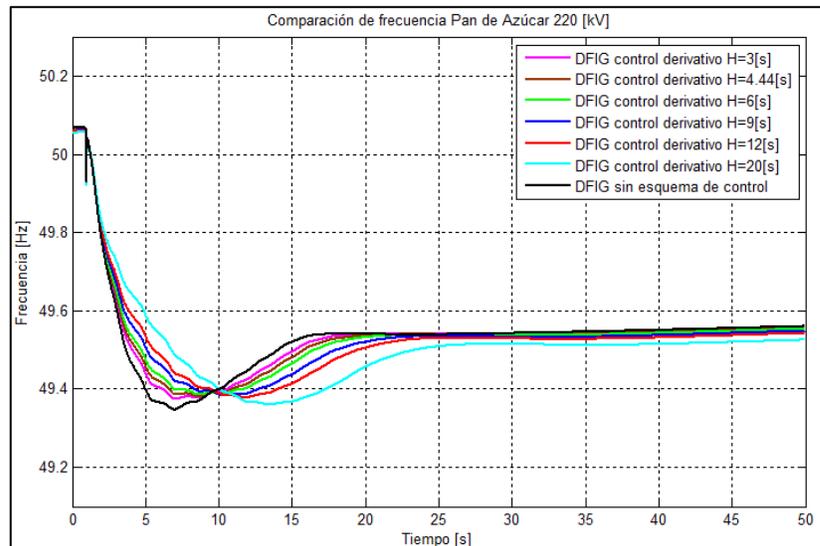


Figura 40 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control inercial derivativo, manteniendo la fija la constante de tiempo en $T_f = 2$ [s].

Se ve claramente que el control inercial derivativo implementado en todos los $DFIG$ afecta principalmente el $ROCOF$ ante un desbalance potencia, mientras que el Nadir casi no varía con respecto al caso base (línea negra). Entre mayor es la constante de inercia, menor será el $ROCOF$,

dado que los parques eólicos entregan más potencia extra los primeros segundos después de la falla del sistema tal como se ve en la figura 41. Al igual que en el caso del control droop, existe un desplazamiento del tiempo en que se alcanza el Nadir. Esto se debe básicamente a que el control implementado hace más lenta la tasa de cambio de frecuencia, y con ello, la respuesta en frecuencia del sistema se tarda más en alcanzar su mínimo punto.

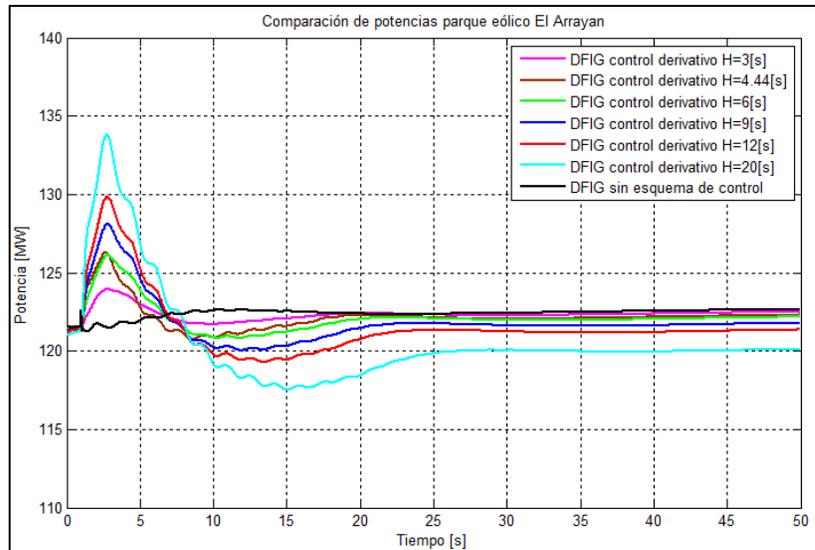


Figura 41 Potencia El Arrayan para diferentes valores de constante de inercia, manteniendo la fija la constante de tiempo en $T_f = 2$ [s].

De la figura 40 se ve que a mayor constante de inercia del control derivativo (y por ende una mayor contribución en la respuesta inercial del parque eólico), la recuperación de la frecuencia se hace más lenta. Esto se debe a que los parques eólicos necesitan recuperar la energía extraída de las masas rotantes producto del aporte hecho durante la respuesta inercial. Para lograrlo, los parques eólicos bajan la potencia que inyectan al sistema, con lo que logran aumentar la velocidad de la turbina eólica y así recuperar la consigna de potencia al valor pre-falla (salvo para $H = 20$ [s]) como se ve en la figura 41. La figura 42 confirma lo anteriormente expuesto con respecto al comportamiento de los parques eólicos ante un desbalance de potencia. Esto implica estar un mayor tiempo por debajo de la consigna de potencia pre-falla, afectando por ende a la frecuencia del sistema y demorando el restablecimiento a un nuevo punto de operación.

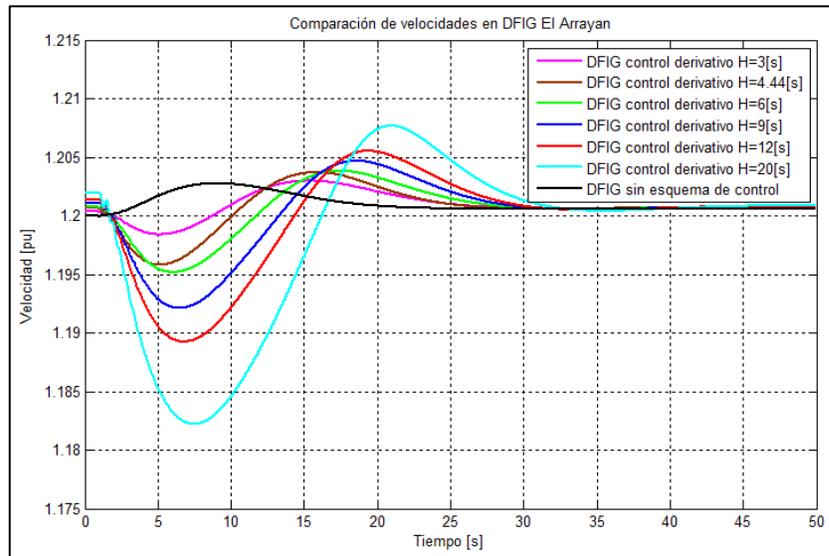


Figura 42 Velocidad del parque eólico El Arrayan para diferentes constantes de inercia, manteniendo la fija la constante de tiempo en $T_f = 2$ [s].

La tabla 21 muestra los indicadores de desempeño para el análisis de sensibilidad de la constante de inercia H para $T_f = 2$ [s] fijo.

Tabla 21 Medición de índices de desempeño del control inercial derivativo para diferentes constantes de inercia manteniendo fijo la constante de tiempo del filtro pasa bajo en $T_f = 2$ [s].

Constante de inercia	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$H = 3$ [s]	-3,4428	-3,4428	0,3850	-2,2752
$H = 4,44$ [s]	-5,0061	-4,6785	0,0439	-3,2282
$H = 6$ [s]	-6,6383	-5,2494	1,0751	-3,6042
$H = 9$ [s]	-9,6208	-4,9249	1,7955	-4,2500
$H = 12$ [s]	-12,3751	-4,2589	2,6100	-4,6747
$H = 20$ [s]	-22,4480	-1,7534	5,3116	-6,2966

De la tabla 21 se observa que hasta una constante de inercia de 6 segundos, mejora el Nadir llegando hasta una mejora del 5% con respecto al caso base. Sin embargo, los cambios más notables se ven en el $ROCOF$, llegando hasta una mejora del 22% para el caso con $H = 20$ [s]. Por otro lado, un excesivo aumento de la constante de inercia lleva a un mayor error en régimen permanente y a un desplazamiento del tiempo en que se alcanza el Nadir, en comparación con el caso base.

De lo anterior, se descarta el valor de constante de inercia igual a 20 segundos por 3 razones: primero es el hecho de que es un valor irreal que no está dentro de la bibliografía consultada. Segundo, desplaza excesivamente el tiempo en que se alcanza el Nadir (13,5 segundo), siendo que en el caso base se alcanza a los 6,9 segundo. Tercero, aumenta el error en régimen permanente implicando un mayor esfuerzo para el control secundario de frecuencia.

Finalmente, se opta por el segundo mejor promedio (dado que los valores de constante de inercia de aerogeneradores varían entre 2-12 segundos [4][15][16][17]) ponderado de la medición de los índices de desempeño, es decir, $H = 12$ [s]. Con este valor el parque eólico “El Arrayan”,

entrega una potencia extra peak igual a 130 [MW], que representa un aumento del 8,2% con respecto al valor inyectado pre-falla.

El valor de 12 segundos para H es casi 3 veces el valor obtenido de la ecuación 2 [16] (4,44 segundos), sin embargo, está dentro de los posibles valores que se pueden obtener según la bibliografía consultada [17].

La tabla 22 muestra el resumen de los valores de los parámetros del control inercial derivativo.

Tabla 22 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control inercial derivativo.

Constante de inercia [s]	Constante filtro pasa bajo [s]	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$H = 12$	$T_f = 2$	-12,3751	-4,2589	2,6100	-4,6747

6.3 Control inercial derivativo más control droop sin reserva (E3)

Debido a la gran cantidad de variables a analizar en la combinación de ambos controles, se mantienen las constantes los valores T_D (lazo droop) y T_f (lazo derivativo) encontrados en las secciones 6.1 y 6.2 respectivamente. Esto se justifica por:

1. Para la constante de tiempo del filtro pasa alto T_D , se tiene que tiempos muy bajos, el sistema no tiene contribución en la respuesta en frecuencia, mientras que para tiempos muy altos, aumenta el error en régimen permanente empeorando el desempeño del control droop.
2. Para el caso de la constante de tiempo del filtro pasa bajo T_f , se mantiene fijo el valor encontrado en 6.2 dado que para tiempos más bajos se obtienen oscilaciones no deseadas tanto en la potencia eléctrica del aerogenerador, como en la velocidad. Por otro lado, tiempos muy altos, anulan la respuesta inercial del parque eólico.

Debido a lo anterior, el análisis de sensibilidad es solamente sobre el estatismo R_{WT} y constante de inercia H .

6.3.1 Sensibilidad H

Se hace el análisis de sensibilidad de H , manteniendo constante el valor de $R_{WT} = 16$ [%] encontrado en 6.2. La figura 43 muestra la frecuencia en la barra Pan de Azúcar 220 [kV] para diferentes valores de H .

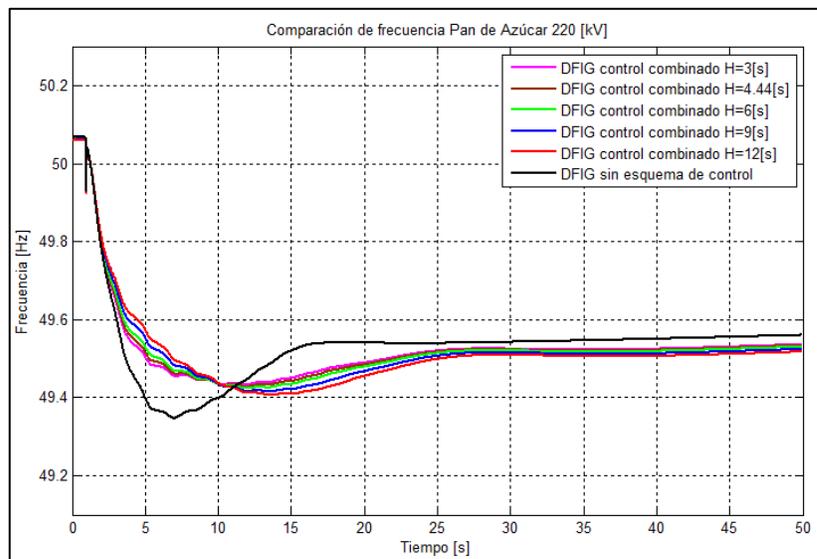


Figura 43 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $R = 16$ %.

A partir del gráfico se observa que una variación de la constante de inercia del lazo derivativo del control combinado, afecta principalmente el *ROCOF* del sistema, y levemente el error en régimen permanente. Los resultados son básicamente los mismos cualitativamente si se comparan con los de la sección 6.2, sin embargo, se aprecia un aumento del Nadir, esto es producto de la inclusión del lazo droop al control combinado.

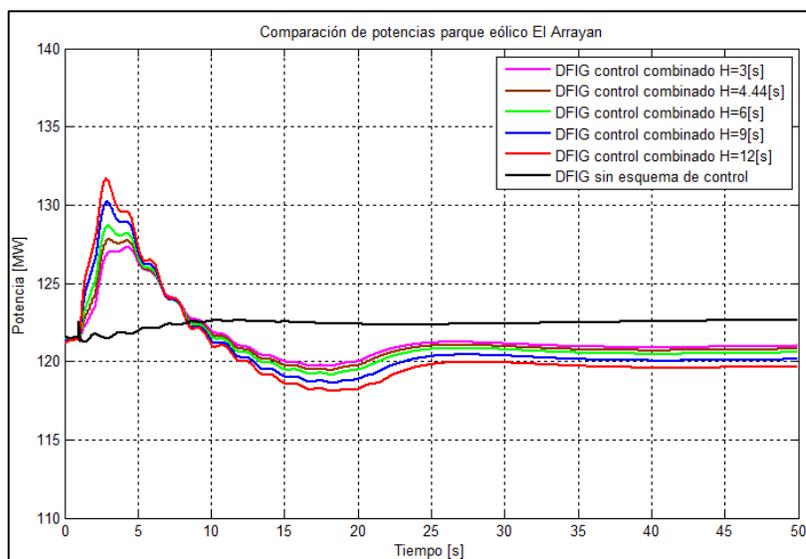


Figura 44 Potencia El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $R = 16\%$.

La figura 44 muestra que a medida que aumenta la constante de inercia el parque eólico entrega más potencia (lo mismo pasa en la sección 6.2). A pesar de este aumento de potencia inyectada en los primeros segundos de la respuesta en frecuencia, se tiene una mayor diferencia de potencia en régimen permanente dada la acción del lazo droop que prolonga la extracción de energía cinética de la turbina. La figura 45, muestra la reducción de la velocidad de la turbina eólica producto de la extracción de energía cinética de la turbina.

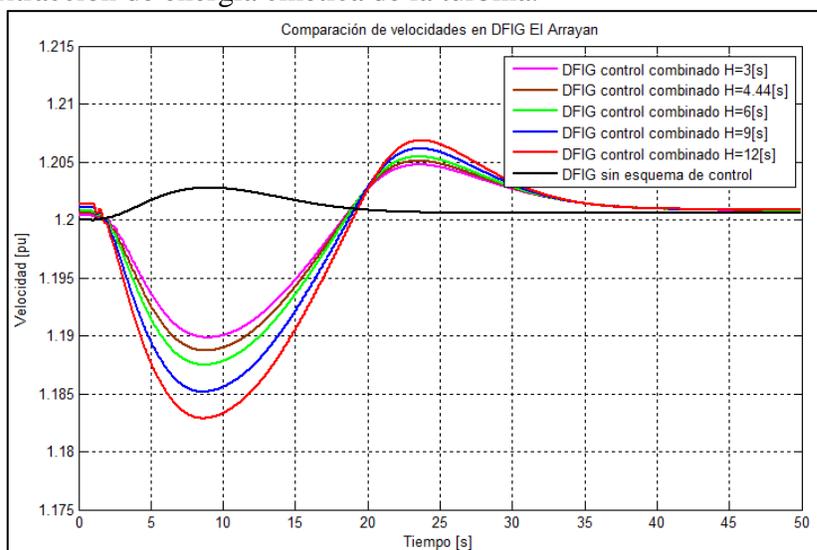


Figura 45 Velocidad El Arrayan para el análisis de sensibilidad sobre constante de inercia del control combinado, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $R = 16\%$.

Finalmente se muestra la tabla 23 con los indicadores de desempeño, para obtener un valor adecuado para el parámetro H .

Tabla 23 Medición de índices de desempeño del control combinado para diferentes constantes de inercia, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $R = 16\%$.

Constante de inercia	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$H = 3$ [s]	-3,4428	-11,8941	4,9547	-3,4597
$H = 4,44$ [s]	-5,0014	-11,1962	5,4977	-3,5667
$H = 6$ [s]	-6,6329	-10,5479	6,0882	-3,6976
$H = 9$ [s]	-9,6125	-9,4375	7,2672	-3,9276
$H = 12$ [s]	-12,3650	-8,2383	8,4888	-4,0382

De la tabla 23 se observa que a medida que aumenta la constante de inercia, el error en régimen permanente también aumenta. Sin embargo, se vuelve a tener al igual que la sección 6.2 una mejora considerable del *ROCOF* mejorándolo hasta un 12% con respecto al caso base para una constante $H = 12$ [s].

Si bien para un mayor valor de constante de inercial se empeora el error en régimen permanente, este no es lo suficientemente grande para opacar las mejoras en el *ROCOF* ni en el Nadir. De esta forma se considera que el mejor promedio ponderado de los indicadores de desempeño para el caso de $H = 12$ [s].

En este caso la potencia extra inyectada por el parque eólico “*El Arrayan*” llega hasta los 132 [MW] representando un aumento del 9,1% con respecto al despacho pre-falla. Por otro lado que la velocidad baja alrededor de un 2% en [pu].

Finalmente este resultado con $H = 12$ [s] coincide con el encontrado en la sección 6.2.

6.3.2 Sensibilidad R_{WT}

Luego de encontrar el H adecuado desde la perspectiva de la respuesta inercial, se hace el análisis de sensibilidad sobre R_{WT} . Los valores tomados para hacer este análisis son los mismos de la sección 6.1. La figura 46 se ve las diferentes respuestas en frecuencia para los diferentes valores del estatismo R_{WT} .

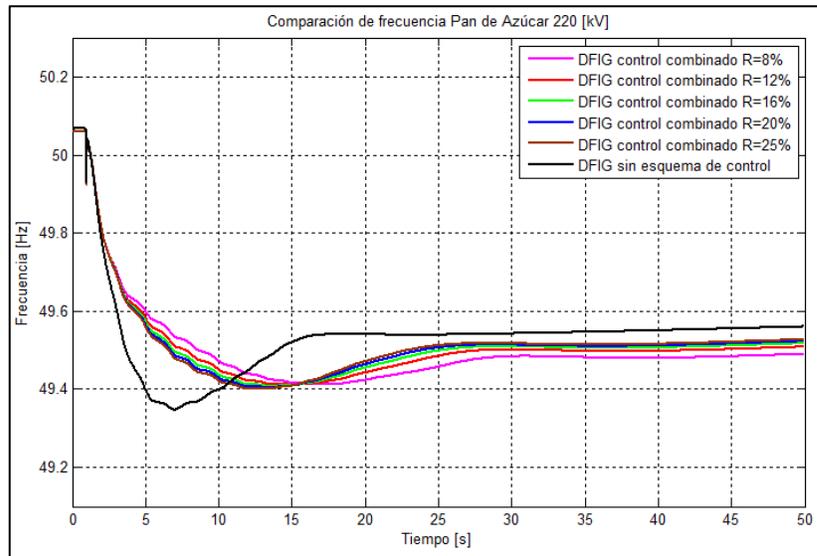


Figura 46 Frecuencia Pan de Azúcar 220 [kV] para el análisis de sensibilidad sobre el estatismo del control combinado, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $H = 12\%$.

Finalmente la tabla 24 resume los indicadores de desempeño para el análisis de sensibilidad del estatismo.

Tabla 24 Medición de índices de desempeño del control combinado para diferentes estatismos, manteniendo fijo $T_f = 2$ [s], $T_D = 20$ [s] y $H = 12$ [s].

Constante de inercia	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
R = 8%	-12,3650	-8,9813	13,6603	-2,5620
R = 12%	-12,3650	-8,7680	10,1872	-3,6486
R = 16%	-12,3650	-8,2383	8,4888	-4,0382
R = 20%	-12,3650	-7,7525	7,4895	-4,2093
R = 25%	-12,3650	-7,3619	6,6934	-4,3445

De la tabla 24 corrobora lo dicho en la sección 6.1, estatismos muy bajos empeora considerablemente el índice de desempeño del error en régimen permanente, bajando el promedio ponderado de los índices. El índice del *ROCOF* se mantiene constante ya que como se vio en la sección 6.1 el estatismo no lo afecta, aunque existe una mejora con respecto al caso base, dado que el control combinado incluye el lazo derivativo en donde se incluye la constante de inercia, parámetro que si afecta al *ROCOF*. De la misma tabla, se nota una mejora en el Nadir a menor estatismo, mejorando el índice de desviación máxima porcentual hasta casi un 9% en comparación con el caso base.

Una vez visto los valores de la tabla 24, el valor del estatismo R_{WT} con mejor promedio ponderado de los índices de desempeño es con un valor igual al 25%, con una mejora del 4,3% con respecto al caso base. Con este valor el Arrayan llega a una potencia máxima peak igual a 132 [MW], representando un aumento del 9,1 % con respecto a la potencia pre-falla. La velocidad del mismo parque baja a menos de un 2% en [pu].

A diferencia con respecto a la sensibilidad del H de la sección 6.3.1 donde el valor para este parámetro era el mismo obtenido en la sección 6.2 con el control inercial derivativo actuando solo. El valor encontrado del estatismo ($R_{WT} = 25\%$) difiere con el obtenido en la sección 6.1

($R_{WT} = 16\%$). Lo anterior quiere decir, que se necesita menos contribución del lazo droop en el control combinado, esto se debe principalmente porque este lazo, aumenta el error en régimen permanente.

Como se encontró un valor mejor para R_{WT} , se realizó una segunda iteración, manteniendo este valor constante. Se realizó modificaciones al valor de la constante de inercia del lazo derivativo del control combinado, sin embargo, se llegó a que el mejor valor encontrado para estos parámetros, es precisamente para $H = 12$ [s] y $R_{WT} = 25\%$. Finalmente el resumen de los valores adecuados desde el punto de vista de un buen desempeño para el control combinado se resume en la tabla 25.

Tabla 25 Resumen de valores óptimos para los diferentes parámetros del control inercial derivativo.

Constante de inercia [s]	Constante filtro pasa bajo [s]	Estatismo [%]	Constante filtro pasa alto [s]	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
$H = 12$	$T_f = 2$	$R_{WT} = 25$	$T_D = 20$	-12,3650	-7,3619	6,6934	-4,3445

6.4 Comparación esquemas de control $E1$, $E2$ y $E3$

La figura 47 presenta la respuesta en frecuencia en la barra Pan de Azúcar para los 3 esquemas de control implementados en los *DFIG* más el caso base (sin esquema), con los valores encontrados en la sección 6.1, 6.2 y 6.3.

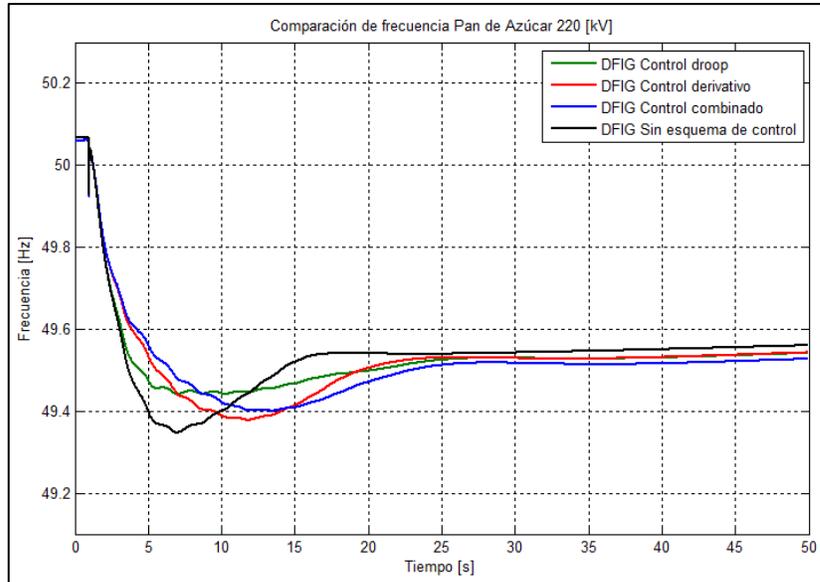


Figura 47 Frecuencia en Pan de Azúcar, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.

De la figura 47 se ve que el control droop afecta principalmente el Nadir, dado que este control permite la entrega de potencia extra proporcional a la desviación de frecuencia y no a la tasa de cambio de esta. El control inercial derivativo mejora principalmente el *ROCOF*, disminuyéndolo los primeros segundos en comparación con el caso base, y también aumentando el Nadir. Como la entrega de potencia extra de este control es proporcional a la tasa de cambio de la frecuencia, permite al aerogenerador entregar de forma inmediata potencia extra. En la figura 47 se observa que el control combinado tiene características de los otros dos controles, donde se ve la mejora del *ROCOF* disminuyéndolo y la mejora del Nadir (aumentando el punto mínimo de frecuencia).

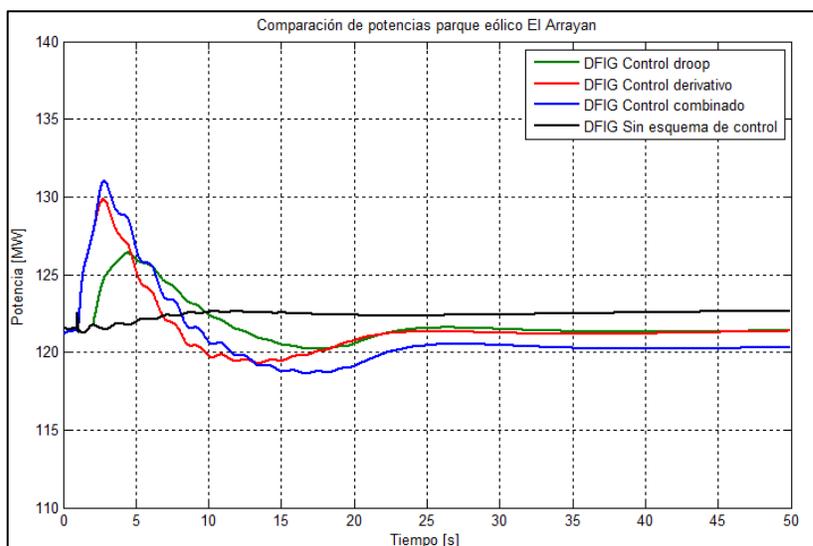


Figura 48 Potencia El Arrayan, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.

En la figura 48, muestra que para el caso del control droop, actúa después de los otros controles dado a que debe superar una banda muerta (0,2 [Hz]) antes de permitir la liberación de potencia extra. Por lo anterior, el “*El Arrayan*” comienza la contribución de potencia extra al segundo de haber ocurrido la falla. Para el control inercial derivativo se puede notar una intervención rápida por parte del parque eólico ante la contingencia, ayudando a la respuesta inercial. Más interesante es ver la potencia inyectada por el control combinado, donde se observa que también tiene una respuesta inmediata ante contingencia gracias al lazo derivativo. Se aprecia que el control combinado tiene una potencia peak más alta que los demás (132 [MW] aproximadamente), esto es gracias al lazo droop que aumenta levemente la potencia influyendo en el Nadir de la respuesta en frecuencia. Si bien se esperaría que el control combinado entregue la suma de potencias extras (por el lazo droop y lazo derivativo), esto no es así, debido a que el lazo derivativo baja el *ROCOF*, y por ende la desviación de frecuencia, y con ello disminuye el aporte del lazo droop dado que demora aún más superar los límites de la banda muerta.

La figura 49 se pueden ver las velocidades de la turbina, donde el control droop es que más se demora en volver a su valor pre-falla, esto se debe por la duración en la cual entrega potencia extra el control droop. Se puede notar igualmente que el control derivativo trata de volver a su valor pre-falla de forma más rápida, debido a que este control es instantáneo y su aporte de potencia extra es solo los primeros segundos del desbalance. El control combinado presenta una mezcla de los comportamientos de los otros dos controles. Es decir, trata de volver a su velocidad pre-falla lo antes posible, pero la presencia del lazo droop lo retrasa en comparación con lo del control derivativo.

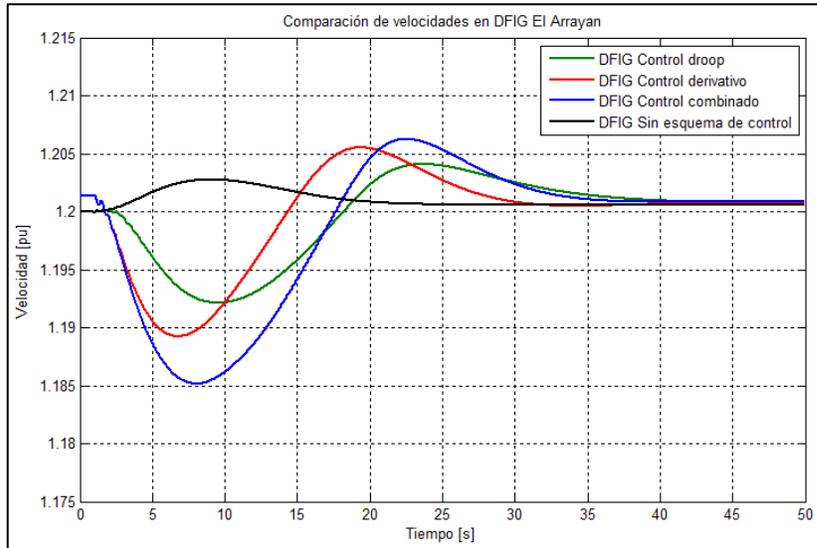


Figura 49 Velocidad El Arrayan, para todos los esquemas de control con valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.

La tabla 26 resume los índices de desempeño de los 3 controles implementados.

Tabla 26 Tabla resumen de los diferentes esquemas de control implementados con sus valores óptimos encontrados en las secciones 6.1, 6.2 y 6.3.

Esquema de control DFIG	$\Delta ROCOF$ [%]	Δf_{max} [%]	Error RP [%]	Índices ponderado [%]
Control droop	0	-13,0016	3,8582	-3,0478
Control derivativo	-12,3751	-4,2589	2,6100	-4,6747
Control combinado	-12,3650	-7,3619	6,6934	-4,3445

Finalmente la tabla resumida presenta cual sería el esquema de control apropiado elegir para el caso chileno con interconexión SIC-SING. El que presenta mejor promedio ponderado de los índices de desempeño, es el control inercial derivativo, con una mejora del 4,6% con respecto al caso base.

Capítulo 7

Conclusiones

La presente memoria tiene como objetivo principal diseñar esquemas de control que permitan al aerogenerador *DFIG* entregar respuesta inercial ante contingencias y ayudar así a asegurar la estabilidad en frecuencia. Con este fin, se trabaja en un escenario proyectado al 2030, donde la penetración eólica alcanza un 18,18% de participación en el despacho. Los esquemas de control bajo estudio son 3: Control droop, Control inercial derivativo y Control droop más control inercial derivativo (control combinado), estos presentan diferentes parámetros que afectan la respuesta inercial del sistema. Estos parámetros fueron sometidos a análisis de sensibilidad con el fin de encontrar valores adecuados para cada control desde la perspectiva de la respuesta inercial ante la desconexión intempestiva de una central generadora. Cada control se analiza de forma independiente y son sometidos a los mismos índices de desempeño de forma de hacer comparable su respuesta de los diferentes controles.

A nivel general se observó que los 3 esquemas de control implementados, mejoran la respuesta en frecuencia del sistema en comparación con el caso base, puntualmente la respuesta inercial. La inclusión de estos controles en los parques eólicos ayuda de manera positiva la estabilidad de frecuencia ante eventuales contingencias en el sistema.

Control droop tiene dos variables importantes que afectan la forma de la respuesta inercial del sistema. La constante de tiempo del filtro pasa alto T_D y el estatismo R_{WT} , para el primer caso se concluyó que los valores del tiempo afecta la potencia máxima extra por parte del parque eólico y el tiempo de duración de la entrega de potencia extra. Para el caso del estatismo R_{WT} , afecta principalmente la cantidad de potencia entregada y la rapidez de esta, es decir, varía la rampa de potencia de los *DFIG*, donde a valores pequeños de estatismo, la rampa de potencia del *DFIG* es más pronunciada.

El Control droop, afecta principalmente el Nadir, manteniendo el *ROCOF* constante, esto es, porque actúa en base a la desviación de frecuencia y no a la tasa de cambio de esta. El Nadir es mejorado para todos los casos dado que hay un aumento general de potencia en el sistema, gracias a la acción del control droop. Sin embargo, aumenta el error en régimen permanente.

Control inercial derivativo, también tiene dos variables que afectan el desempeño del control, estas son la constante de tiempo del filtro pasa bajo T_f y la constante de inercia H de la turbina eólica. T_f es principalmente un eliminador de ruido en el control y evita que se active ante cualquier ruido natural del sistema. Se comprobó que tiempos menores al segundo, el *DFIG* mostraba oscilaciones indeseadas tanto en potencia como en velocidad. En el caso de la constante de inercia H de la turbina eólica, se corroboró que a mayor valor de esta, el *ROCOF* disminuía considerablemente, debido a que el sistema tiene más inercia producto de los aerogeneradores. También este valor afecta la potencia extra que entrega el *DFIG*, donde a mayor constante de inercia, mayor es el aporte del parque.

El control inercial derivativo, afecta principalmente dos variables, el Nadir y el *ROCOF*, mientras que el error en régimen permanente es levemente afectado. En el *ROCOF* se debe a que este control es en base a la tasa de cambio de frecuencia lo que permite una rápida acción de los generadores eólicos. Para el Nadir es principalmente por la potencia extra que hay en el sistema producto del aporte de los parques eólicos.

Finalmente el control combinado, tiene 2 variables a modificar, estas son el estatismo R_{WT} y la constante de inercia de la turbina eólica H . Estas dos variables al modificarlas tienen el comportamiento similares en cuanto a cómo funcionan individualmente (en los esquemas de control solos). El control combinado afecta tanto al *ROCOF* como al Nadir (aún más que el control inercial derivativo) pero aumenta el error en régimen permanente por la una respuesta inercial más prolongada

En ningún caso se obtenía la activación de algún EDAC tanto en el SIC como en el SING, sin embargo, es importante tener en cuenta la mejora de los diferentes índices de desempeño por cada control. Lo anterior es porque los márgenes de mejora entregados por cada uno de estos esquemas de control en los *DFIG*, puede hacer la diferencia entre la activación o no de los EDAC.

Para terminar, mediante la medición de los índices de desempeño se determinó que el mejor esquema de control para el sistema proyectado al 2030 es el Control inercial derivativo, el cual tiene un 4,6 % de mejora con respecto el caso base. Sin embargo, esto no es restrictivo para todos los sistemas, es necesario tener presente que cada control se puede adecuar mejor a un sistema diferentes con requerimientos diferentes.

Capítulo 8

Bibliografía

- [1] Zhao-sui ZHANG, Guo-jie LI, and Jin LIN Yuan-zhang SUN, "Review on Frequency Control of Power Systems with Wind Power Penetration," in International Conference on Power System Technology, Hangzhou, 2010.
- [2] Tielens, P.; De Rijcke, S.; Srivastava, K.; Reza, M.; Marinopoulos, A.; Driesen, J.; "Frequency support by wind power plants in isolated grids with varying generation mix", IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2012.
- [3] X. Yingcheng and T. Nengling, "Review of contribution to frequency control through variable speed wind turbine" Renewable Energy, Volume 36, Issue 6, June 2011, Pages 1671–1677, 2011.
- [4] Morren, J.; de Haan, S. W. H.; Kling, W. L.; Ferreira, J. A.; "Wind Turbines Emulating Inertia and Supporting Primary Frequency Control", IEEE Trans. on Power Systems, vol. 21, issue 1, 2006.
- [5] L. Xu and Y. Wang, "Dynamic modeling and control of DFIG-based wind turbines under unbalanced network conditions," IEEE Trans. Power Syst., vol. 22, no. 1, pp. 314–323, Feb. 2007
- [6] Rahmann, C.; Möller, R.; Salles, M.B.C.; "Frequency Stability Support Requirements for WTs in Slow-Response Thermal Power Systems", IEEE Power and Energy Society General Meeting, Vancouver, 2013.
- [7] Van de Vyver J.; De Kooning, J.D.M. ; Meersman, B. ; Vandeveldel, L. ; Vandoorn, T.L.;" Droop Control as an Alternative Inertial Response Strategy for the Synthetic Inertia on Wind Turbines" Power Systems, IEEE Transactions on (Volume:PP , Issue: 99), pp. 1-10, May. 2015.
- [8] M. Kayikci and J. Milanovic, "Dynamic Contribution of DFIG-Based Wind Plants to System Frequency Disturbances," IEEE Transactions on Power Systems, vol. 24, no. 2, pp. 859-867, May 2009.
- [9] Comisión Nacional de Energía, "Fijación de precios de nudo de corto plazo, Octubre de 2015, Sistema Interconectado Central (SIC), Informe técnico definitivo", Santiago de Chile, Octubre 2015.
- [10] Comisión Nacional de Energía, "Fijación de precios de nudo de corto plazo, Octubre de 2015, Sistema Interconectado Norte Grande (SING), Informe técnico definitivo", Santiago de Chile, Octubre 2015.
- [11] <http://www.minenergia.cl/ministerio/noticias/generales/gobierno-promulga-ley-20-25-y-anuncia.html>, vista por última vez el 08/11/2015

- [12] AGÜERO V., H. I. 2012. Respuesta inercial de sistemas de potencia con generación eólica. Memoria de Ingeniero Civil Electricista. Santiago, Universidad de Chile, Facultad de ciencias físicas y matemáticas. 2p.
- [13] “Comisión Nacional de Energía”, www.cne.cl.
- [14] <http://datos.energiaabierta.cne.cl/datastreams/92657/proyectos-ernc-portecnologia-yetapas/>, vista por última vez el 05/01/2016.
- [15] Morren, J.; Pierik, J.; de Haan, S.W.H.; “Inertial response of variable speed wind turbines,” *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 980-987, January 2006.
- [16] A. G. G. Rodríguez, A. G. Rodríguez, y M. B. Payán, “Estimating Wind Turbines Mechanical Constants”.
- [17] B. Chowdhury y H. Ma, “Frequency regulation with wind power plants”, PESGM, 2008.
- [18] “Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Central (CDEC-SIC)”, <http://www.cdec-sic.cl>, vista por última vez el 12/12/2015
- [19] “Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Norte Grande (CDEC-SING)”, <http://www.cdec-sing.cl>, vista por última vez el 12/12/2015
- [20] Moreno R., Pereira E., González F.,” Zonificación del sistema eléctrico nacional chileno para optimizar su despacho económico seguro”. Centro de energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile.
- [21] 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.
- [22] CDEC-SIC, Dirección de Operación, “Estudio esquemas de desconexión automáticos de carga Nov 2015- Oct 2017”, Santiago de Chile, Octubre 2015.
- [23] “Centro de Despacho Económico de Carga, Sistema Interconectado Norte Grande (CDEC-SING)”, http://cdec2.cdec-sing.cl/pls/portal/cdec.pck_edac_pub.rpt_vcarga_frec
- [24] I. Villavicencio, “Niveles de agregación de parques eólicos con capacidad de regulación de frecuencia”, Memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico, Universidad de Chile, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Santiago de Chile, 2016.
- [25] T. Ackermann, *Wind power in power systems*, John Wiley & Sons, 2005.
- [26] F. González-Longatt, “Modelación del Rotor de Turbinas de Viento en Simulación de Sistemas de Potencia: Parte III”, Reporte de investigación, 2007.

- [27] Hansen, D. A.; Jauch, C.; Sorensen, P.; Iov, F.; Blaabjerg, F.; “Dynamic wind turbine models in power system simulation tool DigSILENT” Riso National Laboratory, Roskilde, December 2003
- [28] DIGSILENT Support, “Generic Model Description, DFIG Template”, 2011.
- [29] Brokering W.,Palma R.,Vargas L. Los Sistemas Eléctricos de Potencia. Pearson Educación, primera edición, 2008
- [30] “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Suministro”, Enero 2016. Disponible en, http://www.cdecsic.cl/wp-content/uploads/2016/02/NTSyCS_Ene16.pdf
- [31] Altin, M.; Teodorescu, R.; Jensen, B. B.; Annakkage, U. D.; Iov F.; Kjaer, P. C.; “Methodology for assessment of inertial response from wind power plants” IEEE Power and Energy Society General Meeting, San Diego, CA, July 2012.
- [32] Centro de Energía, Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas, Universidad de Chile. Evaluación técnica de Proyecto de interconexión SIC-SING, informe final, segunda parte. Agosto de 2015.
- [33] “National Renewable Energy Laboratory”, <http://www.nrel.gov/electricity/transmission/pdfs/nelson.pdf>
- [34] “General Electric Renewable Energy”, http://site.ge-energy.com/prod_serv/products/renewable_energy/en/downloads/GEA17210.pdf
- [35] “National Renewable Energy Laboratory”, <http://www.nrel.gov/electricity/transmission/pdfs/springer.pdf>

Anexo A Despacho SIC hora 7669

Tabla A 1 Despacho centrales SIC en hora 7669, escenario proyectado al 2030.

Central	Despacho [MW]	Central	Despacho [MW]
Abanico	33,83	Celco_03	0,00
Alfalfal2	118,61	Cementos_Bio_Bio	0,00
Ancoa	17,66	Cenizas	0,00
Angostura	46,59	Chiburgo	19,40
Antihue_TG_01	0,00	Cholguan_00	9,00
Antihue_TG_02	35,00	Cholguan_01	0,00
Antuco	132,09	Chuyaca	0,00
Arauco_01	0,00	Cipreses	0,00
Arauco_02	0,00	Colbun1	175,00
Arauco_03	0,00	Colbun2	175,00
Bocamina_01	100,00	Colihues	0,00
Bocamina_02	0,00	Colmito	0,00
CMPC_Tissue	0,00	Con_Con	0,00
Calle-Calle	0,00	Constitucion_Elektragen	0,00
Campiche	97,87	Cordillera	0,00
Candelaria_CA_01_Diesel	0,00	Coronel	0,00
Candelaria_CA_02_Diesel	0,00	Curillinque	84,96
Canutillar	40,00	Degan	0,00
Carbon_Maitencillo_02	0,00	DesFor_VIII_Region_01	15,00
Carbon_Pan_de_Azucar_03	0,00	DesFor_VII_Region_01	10,00
Carbon_VIII_Region_01	250,00	DesFor_VII_Region_02	9,00
Cardones	0,00	Diego_de_Almagro_01	80,00
Carilafquen_Malalcahuello	28,10	Diego_de_Almagro_02	91,36
Celco_01	3,00	Diego_de_Almagro_03	71,36
Celco_02	0,00	Diego_de_Almagro_05	0,00
Diego_de_Almagro_06	0,00	Huasco_TG	0,00
Diego_de_Almagro_FV	20,09	Isla 1	17,00
Diego_de_Almagro_TG	0,00	Isla 2	17,00
Dona_Carmen	0,00	LaMontana01	0,93
ElPaso	30,00	Laguna_Verde	0,00
ElToro	0,00	Laguna_Verde_TG	0,00
El_Penon	0,00	Laja_01	0,00
El_Salvador_TG	0,00	Laja_02	3,86
Emelda_01	0,00	Laja_CMPC_01	5,00
Emelda_02	0,00	Laja_CMPC_02	10,00
Energia_Pacifico	0,00	Laja_CMPC_03	0,00
Escuadron	0,00	LasLajas	160,30
Esperanza_01	0,00	Las_Vegas	0,00
Esperanza_02	0,00	Lautaro_01	0,00

Central	Despacho [MW]	Central	Despacho [MW]
Espinos_01	0,00	Lautaro_02	0,00
Espinos_02	0,00	Lautaro_03	0,00
Generador Chiloé	0,00	Lautaro_2	0,00
Geotermica_Calabozo_01	14,00	Linares	0,00
Guacolda_01	117,90	Lincanten_00	5,00
Guacolda_02	117,90	Lincanten_01	0,00
Guacolda_03	112,10	LomaAlta	37,95
Guacolda_04	114,00	LosCondores	94,59
Guacolda_05	100,00	Los_Colorados_01	1,80
Hidroelectrica_VII_Region 02	20,00	Los_Colorados_02	17,42
Horcones_TG_Diesel	0,00	Los_Guindos	0,00
Los_Pinos	60,00	Pehuenche	50,00
Los_Vientos	0,00	PetroPower	54,00
Machicura	34,76	Picoiquen	24,86
Masisa	0,00	Placilla	0,00
Maule	0,00	Punta_Colorada_01_Fuel	0,00
MiniHidro Centro Sur 1	23,52	Quellón_02	0,00
Nehuenco_01_FA_GNL	21,39	Quilleco	51,93
Nehuenco_01_GNL	0,00	Quintay	0,00
Nehuenco_02_GNL	0,00	Ralco	539,15
Nehuenco_9B_01_Diesel	0,00	Rapel	50,00
Nehuenco_9B_02_Diesel	0,00	Renca	0,00
Newen	0,00	RioColorado	15,00
Nuble	104,16	Rucue	125,59
Nueva_Aldea_01	19,00	San Isidro TV	113,00
Nueva_Aldea_03	37,00	SanIgnacio	20,65
Nueva_Renca_GNL_conv	0,00	SanPedro	70,00
Nueva_Renca_Int_GNL	24,00	San_Gregorio	0,00
Nueva_Ventanas	100,00	San_Isidro_02_GNL	0,00
Olivos_01	0,00	San_Isidro_FA_GNL	0,00
Olivos_02	0,00	San_Isidro_GNL	0,00
Pacífico_CMPC_01	11,60	San_Lorenzo_01	0,00
Pacífico_CMPC_02	10,90	San_Lorenzo_02	0,00
Pacífico_CMPC_03	0,00	San_Lorenzo_03	0,00
Palmucho	12,00	Santa María	280,00
Pangue	0,00	Santa_Fe_01	17,02
Santa_Fe_02	16,83	EqPasada_SIC_CentroSur A	20,00
Santa_Fe_03	0,00	EqPasada_SIC_CentroSur C	63,95
Santa_Fe_04	0,00	EqPasada_SIC_Centro_Ti nguiririca	185,41

Central	Despacho [MW]	Central	Despacho [MW]
Santa_Lidia	40,00	EqPasada_SIC_Centro	309,36
Santa_Marta	15,70	EqPasada_SIC_Sur	178,00
Taltal_01_Diesel	0,00	Carrera_Pinto	108,12
Taltal_02_Diesel	0,00	Chaka	25,61
Teno	0,00	Chaka_2	29,90
Termopacifico	0,00	Chanares	39,67
Total(1)	22,00	Conejo_I	115,35
Trapen	0,00	El_Pilar_los_Amarillos	3,54
Valdivia_01	51,00	Guanaco_Solar	55,68
Ventanas_01	0,00	Javiera	48,38
Ventanas_02	0,00	Lalackama_2	17,04
Vinales_01	6,00	Lalackama_FV	59,16
Vinales_02	10,00	Llano_de_Llampos_FV	104,70
Vinales_03	6,00	Lomas_Coloradas_FV	8,62
Yungay_01_Diesel	0,00	Luz_del_Norte_FV_I	40,67
Yungay_02_Diesel	0,00	Luz_del_Norte_FV_II	42,93
Yungay_03_Diesel	0,00	Luz_del_Norte_FV_III	40,67
Yungay_04_Diesel	0,00	Luz_del_Norte_FV_IV	34,98
EqMiniHidro_SIC_CentroSur A	41,23	PFV_Olmue	160,51
EqMiniHidro_SIC_CentroSur C	0,71	Pama_FV	8,62
EqMiniHidro_SIC_Centro	44,34	Pampa_Solar_Norte	99,44
EqMiniHidro_SIC_Sur_	71,52	Pelicano	111,46
Quilapulin	122,38	Eolico_Concepcion_01	94,50
Salvador_FV	9,94	Eolico_Concepcion_04	82,50
San_Andres_FV	53,00	Los_Buenos_Aires	27,00
Solar_Cardones_02	112,65	Los_Cururos	138,00
Solar_Cardones_03	112,65	Monte_Redondo	82,50
Solar_Carrera_Pinto_01	0,00	Negrete_Cuel	24,00
Solar_Carrera_Pinto_02	0,00	Punta_Palmera	48,00
Solar_Carrera_Pinto_03	212,33	Renaico_Eolico	64,50
Solar_Carrera_Pinto_04	0,00	San_Pedro_Eolico	58,50
Solar_Ovalle_01	0,00	Tal_Tal_Eolico	108,00
Valleland	75,06	Tilanay_Oriente	105,00
El_Arrayan	121,50	Tilanay_Poniente	69,00
Eolica_Canela_01	19,50	Ucuquer_II_Eolico	18,00
Eolica_Canela_02	58,50	Eolica_Punta_Colorada	4,50
Eolica_Charrua_01	0,00	Eolica_Total	51,00
Eolica_Charrua_02	72,00	Eolico_Charrua_03	0,00
Eolica_IV_Region_01	58,50	Eolico_Charrua_04	0,00
Eolica_IV_Region_02	13,50	Eolico_Chiloe_01	0,00
Eolica_IV_Region_03	60,00	Eolico_Chiloe_02	72,00

Anexo B Despacho SING hora 7669

Tabla B 1 Despacho centrales SING en hora 7669, escenario proyectado al 2030.

Central	Despacho [MW]	Central	Despacho [MW]
ANG_I	0,00	M2AR	0,00
ANG_II	0,00	MAIQ_Iquique	0,00
CC1_GNL	0,00	MHAH	1,10
CC2_GNL	0,00	MHSR	1,20
COCHRANE_1	0,00	MHT2	1,10
COCHRANE_2	0,00	MIIQ	0,00
CTA	114,63	MIMB	0,00
CTH	115,82	MSIQ_Iquique	0,00
CTM1	116,73	NORACID	17,00
CTM2	125,06	NTO1	111,71
CTM3_GNL	100,00	NTO2	115,94
CTTAR	135,90	PORTADA	0,00
CUMMINS	0,00	SUIQ	0,00
Cavancha	2,60	TG1	0,00
CenPas_SING_Norte	10,07	TG2	0,00
Chapiquiña	0,00	TG3d	0,00
DEUTZ	0,00	TGIQ_Iquique	0,00
ESTANDARTES	0,00	TGTAR_Tarapaca	0,00
GMAR	0,00	Tamaya 1-10	0,00
Geotermica_Irruputunco	50,00	U10	0,00
IE_Mejillones	0,00	U11	0,00
INACAL	0,00	U12	0,00
INGENOVA	0,00	U13	20,00
KELAR	0,00	U14	61,50
M1AR	0,00	U15	67,56
U16	142,00	PICA_I	0,68
ZOFRI_1	0,00	POZO_ALMONTE_2	8,27
ZOFRI_2	0,00	POZO_ALMONTE_3	17,63
ZOFRI_3	0,00	PULAR	25,86
ANDES_SOLAR	22,60	QUILLAGUA_I	24,75
ARICA_SOLAR_I	19,64	QUILLAGUA_II	29,05
ARICA_SOLAR_II	24,01	QUILLAGUA_III	53,80
ATACAMA_I	112,52	SOLAR_SING_I	161,61
BLUE_SKY_I	0,00	SOLAR_SING_II	161,61
BLUE_SKY_II	57,38	SOLAR_SING_III	0,00
BOLERO_I	45,20	SOLAR_SING_IV	0,00
BOLERO_II	111,93	SOLAR_SING_V	0,00
CALAMA_SUR	32,29	URIBE_SOLAR	53,81
CenPas_SING_Norte SG	10,00	EOLICO_SING_I	106,50
Cerro_Dominador	123,76	EOLICO_SING_II	268,50

Central	Despacho [MW]	Central	Despacho [MW]
EL_AGUILA	7,68	EOLICO_SING_III	0,00
FINIS_TERRAE	0,00	EOLICO_SING_IV	195,00
HUATACONDO	0,00	EOLICO_SING_V	0,00
JAMA	32,32	VALLE_DE_LOS_VIENTOS	16,50
LASCAR	32,32		
LA_HUAYCA	1,63		
LA_HUAYCA_2	9,55		
LOS_PUQUIOS	3,23		
MARIA_ELENA	81,01		
PARUMA	18,32		

Anexo C Modelo eléctrico del SIC-SING

A continuación se presenta el modelo eléctrico del SIC-SING en el cual se realizaron las diferentes simulaciones descritas anteriormente. Este sistema está proyectado al 2030 y está implementado en el Software DigSILENT PowerFactory 15.1.7.

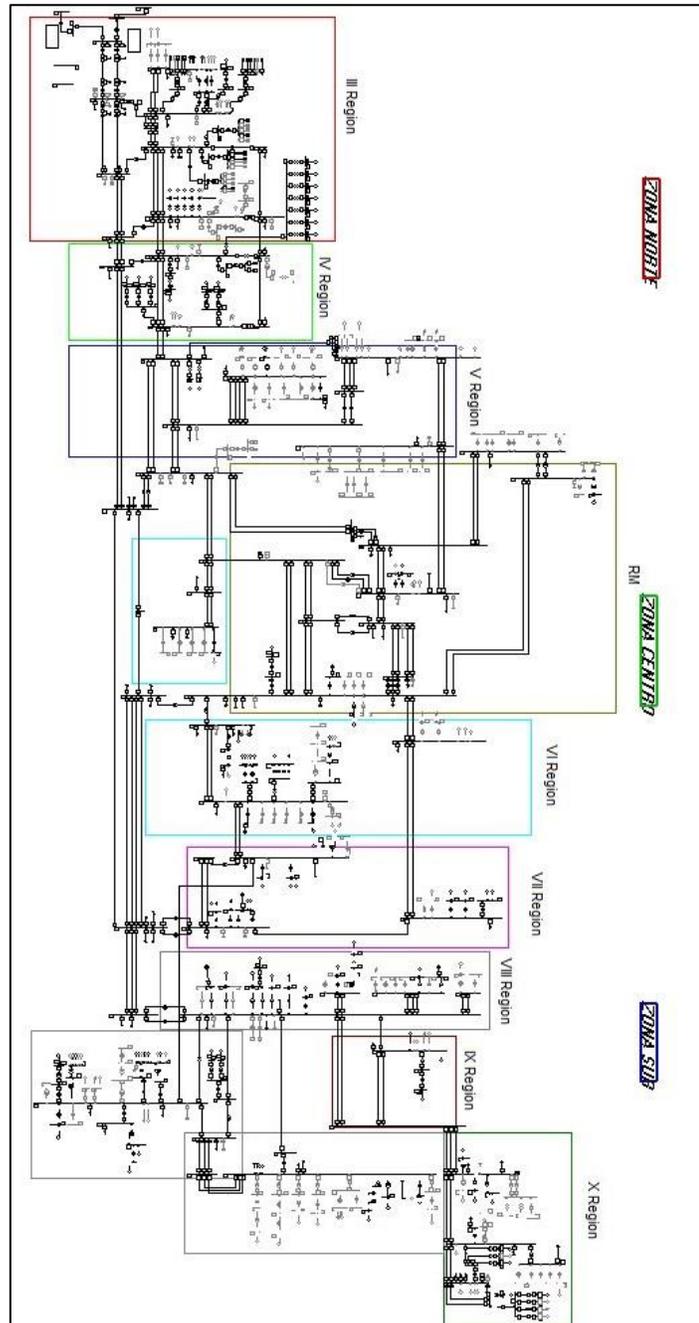


Figura C 1 Modelo eléctrico del SIC en DigSILENT.

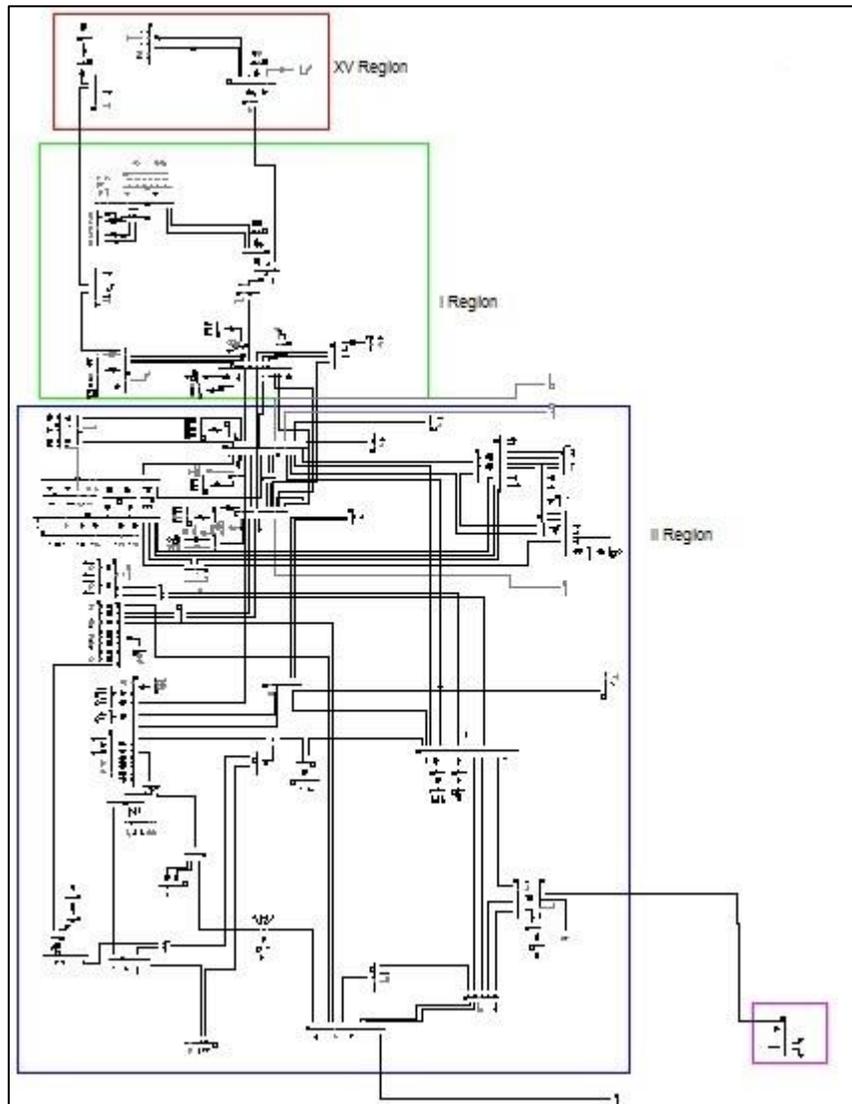


Figura C 2 Modelo eléctrico del SING en DigSILENT.

Anexo D Descripción de EDAC SIC y SING

El esquema EDAC definido para el SIC, tiene incorporado 6 escalones los cuales dos son activado por la tasa de cambio de frecuencia (-0,6 [Hz/s]) y por frecuencia absoluta de 49,0 [Hz] y 48,8 [Hz]. Los otros 4 escalones son activados solo por frecuencia absoluta (48,9 [Hz], 48,7 [Hz], 48,5 [Hz] y 48,3 [Hz]). La siguiente tabla resume los EDAC del SIC por zona:

Tabla D 1 Detalle de esquema 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 el caso del SING, el EDAC presenta 8 escalones solamente activados por frecuencia absoluta, donde el primer escalón se activa a los 49,0 [Hz] y el ultimo en 48,3 [Hz], donde los ajustes intermedios van de 0,1 [Hz]. La tabla D2 resume los EDAC del SING.

Tabla D 2 Detalle de esquema EDAC en el SING

Escalón de frecuencia	Ajuste umbral de frecuencia [HZ]	% de Carga
1	49,0	2,9
2	48,9	2,9
3	48,8	3,4
4	48,7	3,4
5	48,6	3,4
6	48,5	4,6
7	48,4	6,3
8	48,3	6,3
% TOTAL DE CARGA DEL SING QUE PARTICIPA DEL ESQUEMA		33,2

Anexo F Parques eólicos agregados proyectado al 2030

Tabla F 1 Parques eólicos agregados al sistema proyectado al 2030.

Parque eólico	Barra de conexión	Región
El Arrayan	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_Canela_01	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_Canela_02	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_Charrua_01	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolica_Charrua_02	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolica_IV_Region_01	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_IV_Region_02	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_IV_Region_03	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_Punta_Colorada	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Eolica_Total	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Eolico_Charrua_03	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolico_Charrua_04	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolico_Chiloe_01	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolico_Chiloe_02	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Eolico_Concepcion_01	Charrua_220	VIII Región del Biobío
Eolico_Concepcion_04	Charrua_220	VIII Región del Biobío
Los_Buenos_Aires	Charrua_220	VIII Región del Biobío
Los_Cururos	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Monte_Redondo	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Negrete_Cuel	Charrua_220	VIII Región del Biobío
Punta_Palmera	Los_Vilos_220	IV Región de Coquimbo
Renaico_Eolico	Temuco_220	IX Región de la Araucanía
San_Pedro_Eolico	Puerto_Montt_220	X Región de Los Lagos
Tal_Tal_Eolico	Diego_de_Almagro_220	II Región de Antofagasta
Tilanay_Oriente	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Tilanay_Poniente	Pan_de_Azucar_220	IV Región de Coquimbo
Ucuquer_II_Eolico	Melipilla_220	VI Región del Libertador G. B. O'Higgins
EOLICO_SING_I	Laberinto 220	II Región de Antofagasta
EOLICO_SING_II	Lagunas 220	I Región de Tarapacá
EOLICO_SING_III	Encuentro 220	II Región de Antofagasta
EOLICO_SING_IV	Encuentro 220	II Región de Antofagasta
EOLICO_SING_V	Crucero 220	II Región de Antofagasta
VALLE_DE_LOS_VIENTOS	Chuquicamanta s/e salar 100	II Región de Antofagasta