



UNIVERSIDAD DE SEVILLA  
Departamento de Ingeniería Eléctrica

---

MODELADO, CONTROL Y SIMULACIÓN  
DE LA INTERCONEXIÓN HVDC  
ENTRE EL NORTE Y EL CENTRO DE CHILE

---

**Proyecto Fin de Carrera 2015**

Autor: **Iván Nieto Campaña**

Director PFC: **Dr. D. Juan Manuel Mauricio Ferramola**

Sevilla, Noviembre de 2015





A mis padres, Fran y Lola





## Agradecimientos

Llegados a este punto el cual culmina mi carrera, me gustaría dar las gracias a todas las personas que han estado a mi lado durante la carrera y durante la elaboración de este Proyecto Fin de Carrera.

En primer lugar a mis padres, por sus grandes consejos durante mi etapa universitaria y por hacerme sacar fuerzas donde ya apenas quedaban.

En segundo lugar a mi novia, la cual me brindó su apoyo y paciencia en mis últimos años de carrera.

En tercer lugar a mi hermano, cuñada, tíos y abuelos, por su cariño y comprensión.

Por último lugar, agradecer la ayuda de mis compañeros de carrera y la tremenda paciencia del Dr. Juan Manuel Mauricio, director de este Proyecto Fin de Carrera y amigo.



MODELADO, CONTROL Y SIMULACIÓN DE LA INTERCONEXIÓN HVDC ENTRE EL NORTE Y EL CENTRO DE CHILE

## Resumen

El sistema eléctrico chileno enfrenta en la actualidad múltiples desafíos producto de diferentes circunstancias que ha debido soportar en la última década. El objetivo de este Proyecto Fin de Carrera es dar una visión de cómo un modelo de la red eléctrica del Norte de Chile puede conectarse mediante una línea HVDC con un modelo de la red eléctrica del Centro de Chile (SING-SIC).

Este Proyecto Fin de Carrera se ha estructurado en cinco capítulos; en el Capítulo 1 se lleva a cabo una introducción donde se comenta la situación actual de Chile a nivel económico, social y técnico y se compara dicha situación con la que se espera en los próximos años teniendo en cuenta el aumento de demanda, aumento de la capacidad técnica (sector minero, industrial), etc.

En el Capítulo 2 se habla de la metodología que se ha seguido para llevar a cabo la construcción de los modelos que se van a usar para simular la interconexión HVDC SING-SIC objeto de este trabajo.

En el Capítulo 3 se hace referencia a la forma en la que se ha constituido el bloque que se encargará de controlar el modelo propuesto ante las perturbaciones a las que se someterá durante las simulaciones, indicando paso por paso las entradas y salidas de dicho control, así como el fundamento teórico que permite su funcionamiento.

En el Capítulo 4 se desarrollan las simulaciones del sistema interconectado ante una serie de contingencias que se recogen en cinco escenarios definidos en este capítulo.

En el Capítulo 5, finalmente, se recogen las conclusiones a las que se ha llegado a la vista de los resultados obtenidos con las simulaciones; dando por concluido que el modelo propuesto ejecuta bien su funcionamiento y hace que sea factible la idea de una posible



conexión HVDC entre el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Interconectado Central (SIC).

## Índice general

<b>1. Introducción</b>	<b>1</b>
1.1. Análisis de la expansión SIC y SING. . . . .	2
1.1.1. Plan de expansión del SING. . . . .	2
1.1.2. Plan de expansión del SIC. . . . .	4
1.2. Antecedentes generales. . . . .	6
1.2.1. Sistema Troncal SING. . . . .	7
1.2.2. Sistema Troncal SIC. . . . .	7
1.3. Análisis de la demanda. . . . .	10
1.3.1. Demanda en Sistema Interconectado Central. . . . .	10
1.3.2. Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande. . . . .	12
1.4. Propuesta de interconexión entre el SIC y el SING. . . . .	14
1.4.1. Especificaciones base de la solución propuesta. . . . .	14
<b>2. Metodología</b>	
2.1. Introducción. . . . .	16
2.2. Control de frecuencia/potencia. . . . .	16
2.3. Desbalance entre la producción y el consumo en tiempo real. . . . .	17
2.3.1. Respuesta por inercia. . . . .	18
2.3.1.1. Control primario. . . . .	19
2.3.1.2. Control secundario (AGC). . . . .	20
2.4. Convertidor en fuente de tensión. . . . .	20
2.5. Transmisión en continua basada en VSC. . . . .	22
2.6. Características del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). . .	24
2.7. Características del Sistema Interconectado Central (SIC). . . . .	29
2.7.1. Capacidad instalada en el SIC. . . . .	31
2.7.2. Generación y frecuencia del SIC. . . . .	32
2.8. Modelado del sistema con la herramienta de simulación DigSILENT. . . .	33
2.8.1. Introducción. . . . .	33

2.8.2.	DigSILENT PowerFactory. . . . .	36
2.9.	Modelado del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). . . . .	37
2.9.1.	Datos de partida e hipótesis. . . . .	37
2.9.2.	Implementación del modelo. . . . .	37
2.10.	Modelado del Sistema Interconectado Central (SIC). . . . .	39
2.10.1.	Datos de partida e hipótesis. . . . .	39
2.10.2.	Implementación del modelo. . . . .	39
2.11.	Modelado de la interconexión SING-SIC. . . . .	40
2.11.1.	Hipótesis de partida. . . . .	40
2.11.2.	Implementación del modelo. . . . .	41
2.11.2.1.	Generador estático ( <i>Static Generator</i> ). . . . .	44
2.11.2.2.	Medidor de fase ( <i>Phase Measurement Device</i> ). . . . .	46
2.11.2.3.	Medidor de tensión. . . . .	50
<b>3.</b>	<b>Control del sistema</b>	<b>52</b>
3.1.	Modelo dinámico. . . . .	52
3.2.	Situación actual. Disminución de la inercia. . . . .	54
3.3.	Control propuesto. . . . .	56
3.3.1.	Estrategia de control. . . . .	56
3.3.2.	Magnitud utilizada como señal para el control. . . . .	57
3.4.	Conexionado y funcionamiento del control propuesto. . . . .	57
3.4.1.	Conexionado del control propuesto. . . . .	57
3.4.2.	Funcionamiento del control propuesto. . . . .	59
<b>4.</b>	<b>Simulaciones</b>	<b>63</b>
4.1.	Comportamiento del sistema ante perturbaciones en la potencia. . . . .	63
4.2.	Resultado de las simulaciones. . . . .	65
4.2.1.	Simulación del Escenario 1. . . . .	65
4.2.2.	Simulación del Escenario 2. . . . .	67
4.2.3.	Simulación del Escenario 3. . . . .	70
4.2.4.	Simulación del Escenario 4. . . . .	72



4.2.5. Simulación del Escenario 5.....	74
<b>5. Conclusiones</b>	<b>77</b>



## Índice de figuras

1.1.	Unifilar simplificado SING. . . . .	7
1.2.	Unifilar simplificado del SIC Norte. . . . .	7
1.3.	Unifilar simplificado SIC Centro. . . . .	8
1.4.	Unifilar simplificado SIC Sur. . . . .	9
1.5.	Unifilar simplificado del SIC. . . . .	9
1.6.	Tasa de crecimiento para la demanda del SIC. . . . .	10
1.7.	Aportes regionales de demanda de energía en el SIC. . . . .	11
1.8.	Demanda de energía en el SING por tipo (vegetativa e industrial). . . . .	12
1.9.	Demanda de energía en el SING por Región. . . . .	13
1.10.	Posible estructura para el dipolo en estructura simple. . . . .	15
1.11.	Estación de conversión. . . . .	15
2.1.	Esquema de un VSC de dos niveles. . . . .	22
2.2.	Esquema de un VSC de tres niveles. . . . .	22
2.3.	Mapa del SING actualizado. . . . .	25
2.4.	Capacidad instalada por coordinado en el SING. . . . .	26
2.5.	Capacidad instalada por combustible en el SING. . . . .	28
2.6.	Potencia activa bruta en MW del SING. . . . .	29
2.7.	Mapa del Sistema Interconectado Central (SIC). . . . .	30
2.8.	Generación en MW del SIC desde el 13/10/2015 hasta el 14/10/2015. . . . .	32
2.9.	Frecuencia en Hz del SIC desde el día 13/10/2015 hasta el 14/10/2015. . . . .	33
2.10.	Alcance de las herramientas de simulación más empleadas. . . . .	35
2.11.	Interconexión de los elementos que componen el SING. . . . .	38
2.12.	Modelado del Sistema Interconectado Central. . . . .	39
2.13.	Características comunes para ambos generadores estáticos. . . . .	42
2.14.	Interconexión SING-SIC. . . . .	43

2.15.	Esquema de conexionado para el control de la línea. . . . .	44
2.16.	Definición de las entradas/salidas del generador estático. . . . .	45
2.17.	Conexión de los generadores estáticos correspondientes a SING y SIC. . . . .	46
2.18.	Diagrama de bloques de un PLL. . . . .	47
2.19.	Ganancia y límites de frecuencia. . . . .	47
2.20.	Definición de Entradas/Salidas del PLL (Simulación RMS equilibrada). . . . .	48
2.21.	Definición de Entradas/Salidas del PLL (Simulación RMS desequilibrada). . . . .	48
2.22.	Conexionado de los PLL correspondientes a ambos terminales SING y SIC. . . . .	49
2.23.	Entradas/Salidas del medidor de tensión. . . . .	50
2.24.	Conexión de los medidores de tensión para cada terminal SING y SIC. . . . .	51
3.1.	Modelo de una masa giratoria. . . . .	53
3.2.	Conexionado del control. . . . .	58
3.3.	Modelo simplificado de la interconexión SING-SIC propuesta. . . . .	60
3.4.	Diagrama de bloques del término derivativo de $\Delta P$ . . . . .	61
4.1.	Carga y unidad generadora de cada Escenario simulado. . . . .	64
4.2.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 1. . . . .	65
4.3.	Potencia en el SING para el Escenario 1. . . . .	66
4.4.	Potencia en el SIC para el Escenario 1. . . . .	66
4.5.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 2 con $K_p=20$ y $K_d=0$ . . . . .	67
4.6.	Potencia en el SING para el caso $K_p=20$ y $K_d=0$ del Escenario 2. . . . .	68
4.7.	Potencia en el SIC para el caso $K_p=20$ y $K_d=0$ del Escenario 2. . . . .	68
4.8.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 2 con $K_p=20$ y $K_d=20$ . . . . .	69
4.9.	Potencia en el SING para el caso $K_p=20$ y $K_d=20$ del Escenario 2. . . . .	69
4.10.	Potencia en el SIC para el caso $K_p=20$ y $K_d=20$ del Escenario 2. . . . .	70
4.11.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 3 con $K_p=0$ y $K_d=0$ . . . . .	70
4.12.	Potencia en el SING para el caso $K_p=0$ y $K_d=0$ del Escenario 3. . . . .	71
4.13.	Potencia en el SIC para el caso $K_p=0$ y $K_d=0$ del Escenario 3. . . . .	71
4.14.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 4 con $K_p=20$ y $K_d=0$ . . . . .	72
4.15.	Potencia en el SING para el caso $K_p=20$ y $K_d=0$ del Escenario 4. . . . .	72



4.16.	Potencia en el SIC para el caso $K_p=20$ y $K_d=0$ del Escenario 4. . . . .	73
4.17.	Frecuencia correspondiente a la simulación del Escenario 4 con $K_p=20$ y $K_d=20$ . . . . .	73
4.18.	Potencia en el SING para el caso $K_p=20$ y $K_d=20$ del Escenario 4. . . . .	74
4.19.	Potencia en el SIC para el caso $K_p=20$ y $K_d=20$ del Escenario 4. . . . .	74
4.20.	Tensión en p.u. del terminal SING en el Escenario 5 para $K_p=20$ y $K_d=20$ . . . . .	75
4.21.	Frecuencia para el Escenario 5 con $K_d=20$ y $K_p=20$ . . . . .	75
4.22.	Potencia en el SING para el Escenario 5 con $K_p=K_d=20$ . . . . .	76
4.23.	Potencia en el SIC para el Escenario 5 con $K_p=K_d=20$ . . . . .	76

## Índice de tablas

1.1.	Valores de inversión en [US\$/kW] SING. ....	3
1.2.	Valores de inversión en [US\$/kW] SIC. ....	5
1.3.	Tasa de crecimiento de la demanda de energía en el SIC por Región [%]. ....	11
1.4.	Tasa de crecimiento total por región (SING). ....	13
2.1.	Capacidad instalada por coordinado en el SING. ....	27
2.2.	Capacidad instalada por combustible en el SING. ....	27
2.3.	Capacidad instalada en el SIC. ....	31
2.4.	Capacidad instalada en ERNC SIC. ....	31
2.5.	Características de cada unidad generadora en SING. ....	38
2.6.	Características de la carga total del SING. ....	39
2.7.	Características de cada unidad generadora en SIC. ....	40
2.8.	Características de la carga total del SIC. ....	40
2.9.	Definición de las entradas del generador estático. ....	45
2.10.	Definición de las salidas del generador estático. ....	45
2.11.	Características más importantes de las señales de entrada/salida del PLL. ...	49
2.12.	Descripción de las señales de entrada/salida del medidor de tensión. ....	50
3.1.	Entradas del controlador. ....	58
3.2.	Salidas del controlador. ....	59
4.1.	Resultado numérico de las simulaciones realizadas. ....	77



## Capítulo 1.- Introducción

El sistema eléctrico chileno enfrenta en la actualidad múltiples desafíos producto de diferentes circunstancias que ha debido atravesar en la última década. En el año 2014 se cumplieron diez años del inicio de la crisis del gas argentino, la cual llevó a una reconfiguración completa de la regulación del sector así como de las prácticas del mercado. Aún en transición, en la actualidad el sector eléctrico se encuentra con un escenario futuro potencial de precios altos, insuficiente infraestructura y congestión en múltiples segmentos del sector.

La evaluación de proyectos en transmisión compara el coste de construir una central cerca de los centros de carga versus el costo de construir una línea de transmisión a una remota y operar dicho sistema de alta tensión. Dicho análisis, en el caso chileno, se ha incorporado en el Plan de Expansión que por mandato legal elabora la Comisión Nacional de Electricidad (CNE)[9]. Sin embargo, la evaluación económica de un proyecto de interconexión debe considerar otros aspectos dado que un proyecto de transmisión involucra beneficios en las siguientes áreas: mayor estabilidad en precios y eficiencia en la operación del sistema producto de mayor competencia en el mercado de generación, incremento de seguridad frente a contingencias durante condiciones anormales de mercado, cambios en los niveles de emisiones contaminantes, potenciales incrementos en la reserva de giro y posibilidad de

aumentar la comercialización de energía renovable. En el siguiente apartado se va a comentar la demanda así como la futura expansión de cada sistema para tener una idea de cómo se prevé el aumento de demanda para el sistema eléctrico chileno y qué planes de obra y medidas se quieren llevar a cabo para satisfacer dicha demanda.

## **1.1.- Análisis de la expansión SIC y SING**

Como se ha comentado en el apartado anterior, en este punto se va a comentar cómo se prevé el aumento de la demanda en el sistema eléctrico chileno y los planes de obra y medidas que se están estudiando para solventar la expansión del SING y del SIC en los próximos años.

### **1.1.1.- Plan de expansión del SING**

Para el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se han desarrollado dos planes de expansión, los cuales consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes en 2016; dichos planes se comentan con más detalle a continuación.

El Plan de Obra nº1 se desarrolló para ingresar centrales de distintas tecnologías. Mediante una presencia importante de centrales de carbón de aproximadamente 1767 MW entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 2050 MW de ERNC (eólico, solar y geotermia). Para este escenario se ubicó las centrales de carbón principalmente en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

El Plan de Obra nº2 se desarrolló sobre la base de centrales de ciclo combinado de gas natural con aproximadamente 1750 MW entre los años 2017 y 2030; además se consideró la incorporación de 1850 MW de ERNC (eólico, solar y geotermia). Se ubicó las centrales de gas natural en la zona de Mejillones y una en la zona de Patache.

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la Tabla 1.1

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 1.1: Valores de inversión en [US\$ / kW] SING

Para el caso del SING, no es posible planificar la expansión troncal sin considerar la expansión de los sistemas adicionales, lo anterior es debido al alto nivel de mallado de este Sistema. Por lo anterior, se consideró, entre otras obras, lo siguiente [9]:

- Se debe considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al norte de la S/E Crucero de manera que se conecten varios de los parques solares proyectados en la zona, y adicionalmente la posible conexión de los consumos de Quebrada Blanca. Esta nueva S/E deberá seccionar los actuales circuitos Crucero-Lagunas y en un futuro la nueva línea Encuentro-Lagunas.
- Se debe considerar el desarrollo de una S/E seccionadora al sur de la S/E Encuentro de manera de conectar varios de los parques solares proyectados en la zona, y adicionalmente la alternativa de seccionar las líneas Central Atacama-Encuentro.
- Se debe considerar la construcción de un sistema de 2x500 MW en 500 kV entre las S/E Nueva Mejillones (secciona la línea Central Atacama-Encuentro de 220 kV 3 km al este de la zona de mejillones) y la S/E

Nuevo Encuentro (ubicada 3 km al este de la S/E Encuentro) de tal forma que se inyecte la futura generación de los proyectos termoeléctrico de esta zona en Nuevo Encuentro.

- Se debe construir nuevas líneas o ampliar las líneas existentes desde las SS.EE Encuentro y Lagunas, hacia Collahuasi.
- Se debe aumentar la capacidad de la línea 2x220 kV Crucero-Encuentro ya sea reforzando la línea existente o cambiando los conductores.

De esta forma, las principales expansiones troncales actualmente ya están definidas requiriéndose fundamentalmente obras de expansión asociadas a los grandes consumos mineros y de subtransmisión.

#### 1.1.2.- Plan de expansión del SIC

Para el Sistema Interconectado Central (SIC) se han desarrollaron tres planes de expansión, los cuales consideran variaciones entre sí a partir del año 2017, y en algunos casos con centrales ERNC entrantes en el año 2016.

El Plan de Obra nº1 se desarrolló con la intención de ingresar centrales de distintas tecnologías de manera equilibrada. Mediante una presencia importante de centrales de ciclo combinado de aproximadamente 1725 MW en centrales nuevas y 300 MW en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y 2030; 2921 MW de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 MW entre los años 2017 y 2026. También 2 unidades de carbón en Hacienda Castilla para el año 2022 con 6845 MW; y además se consideró la incorporación de 2379 MW de ERNC (eólico, solar y geotermia).

El Plan de Obra nº2 no considera centrales futuras operando con carbón. Este Plan considera una mayor generación principalmente con centrales de ciclo combinado ubicadas en el norte chico y la zona de la región del Biobío. Estas centrales de ciclo combinado corresponden aproximadamente 2875 MW en centrales nuevas y 300 MW en turbinas de vapor para el cierre del CC de centrales existentes entre los años 2017 y

2030; 2921 MW de centrales hidroeléctricas entre los años 2018 y 2027; y 2380 MW entre los años 2017 y 2026. Además se consideró la incorporación de 2379 MW de ERNC (eólica, solar y geotermia).

En el Plan de Obra nº3 se incluye la generación de las centrales Cuervo, Blanco y Cóndor, inyectando en Puerto Montt en los años 2021 y 2022, aportando 1069 MW, sustituyendo principalmente generación de gas natural y postergando obras del proyecto Hidroaysen.

Las inversiones unitarias utilizadas para valorizar las inversiones en generación, se presentan en la Tabla 1.2.

Tipo de Central	Tecnología	CNE	Kas
Convencional	Carbón	2350	2500
	Hidroeléctrica	2000	2000
	GNL CC	850	1000
	GNL CA->CC	300	300
	GNL CA	650	750
	GNL CC FA	-	-
No Convencional	Mini-Hidro	2100	2100
	Eólica	2300	1800
	Geotermia	3550	3550
	Biomasa	3125	3125
	Desechos Forestales	3125	3125
	Solar FV	2500	2000

Tabla 1.2: Valores de inversión en [US\$ / kW] SIC

Para el caso del SIC, se consideraron las siguientes obras principales en transmisión:

- Se debe seccionar la línea en construcción Diego de Almagro-Cardones 220 kV en el momento de su entrada en servicio en el año 2017 en Carrera Pinto y se debe considerar simultáneamente el tendido del segundo circuito también seccionado en Carrera Pinto.

- Se debe contar con transformación 220/500 kV en las nuevas subestaciones de 500 kV Cardones, Maitencillo y Pan de Azúcar con un primer transformador en cada una de ellas, en el año 2018.
- Se debe ampliar la subestación Las Palmas 220 kV, incorporando barra de transferencia, para dar cumplimiento a la NTSyCS, año 2015.
- Se debe ampliar la S/E Ciruelos 220 kV incorporando barra de transferencia, extensión de la barra existente y la incorporación de una segunda sección de barra, para dar cumplimiento a la NTSyCS, año 2017.
- Se debe ampliar la transmisión desde Rapel hasta Alto Melipilla con un circuito de 220 kV y desde Alto Melipilla hasta Lo Aguirre-Cerro Navia con un circuito 2x220 kV tendiendo el primer circuito en 2018.
- Se debe tender el segundo circuito de la línea en construcción Ciruelos-Pichirropulli 220 kV en el 2025.
- Se debe realizar el seccionamiento de ambos circuitos de Pichirropulli-Puerto Montt 220 kV en la S/E Rahue, trasladando la central Rucatayo a inyectar en Rahue junto con la S/E Barro Blanco, en el año 2018.
- Producto del aumento de demanda en la zona de Concepción, se debe tender el segundo circuito de la línea 2x220 kV desde Charrua a Lagunillas para evitar la saturación en la zona Concepción-San Vicente, en el año 2023.
- Se debe ampliar al doble la capacidad de la línea Cautín-Temuco, el año 2021 o 2023.

### 1.2.- Antecedentes generales

En este apartado se explicará cómo están constituidos ambos sistemas SING y SIC así como su tensión de operación y desde dónde hasta dónde abarcan, según se ha extraído del Informe Final para la CNE [11].

### 1.2.1- Sistema Troncal SING

El Sistema de Transmisión Troncal del SING se encuentra limitado al norte por la S/E Tarapacá y al sur por la S/E Atacama, en tensión de 220 kV según se puede observar en la Figura 1.1 [11].



Figura 1.1: Unifilar simplificado SING

### 1.2.2.- Sistema Troncal SIC

En el caso del SIC, el Sistema de Transmisión Troncal se ha dividido en SIC Norte, Centro y Sur, en tensiones de 220 kV y 500 kV. En la Figura 1.2 se observa que las líneas troncales del Norte del SIC se encuentran limitadas al norte por la S/E Diego de Almagro y al sur por la S/E Nogales, en tensión de 220 kV.



Figura 1.2: Unifilar simplificado del SIC Norte

En la Figura 1.3 se presenta la zona Centro, limitada por las SS.EE Nogales e Itahue con tensión de 220 kV. Adicionalmente, entre las SS.EE Polpaico y Charrúa se presentan las líneas de 500 kV que se encuentran actualmente en operación.

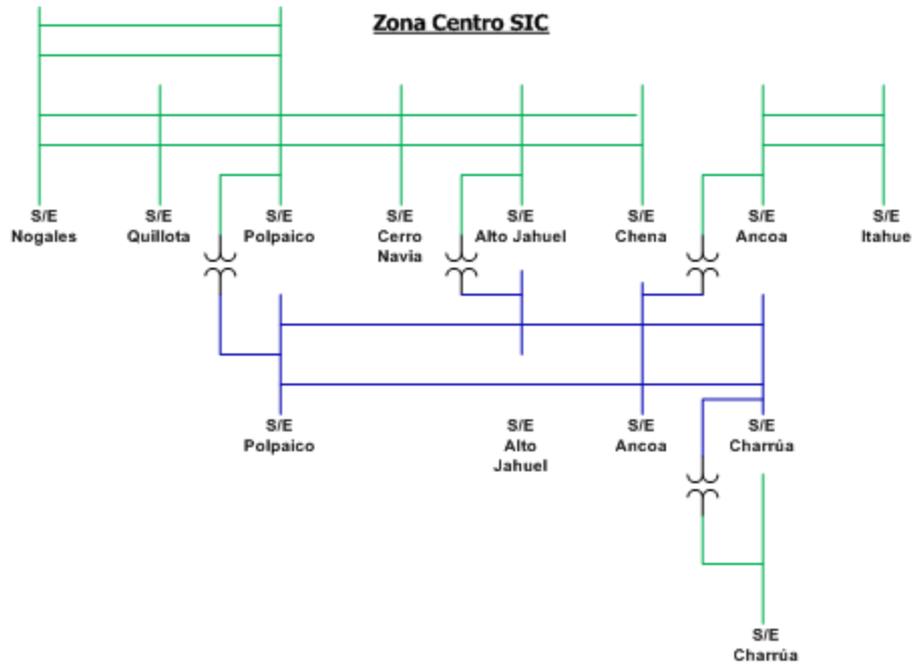


Figura 1.3: Unifilar simplificado SIC Centro

La zona Sur, se comprende al norte por la S/E Charrúa y al sur por la S/E Puerto Montt en tensión de 220 kV tal y como se puede observar en la Figura 1.4.

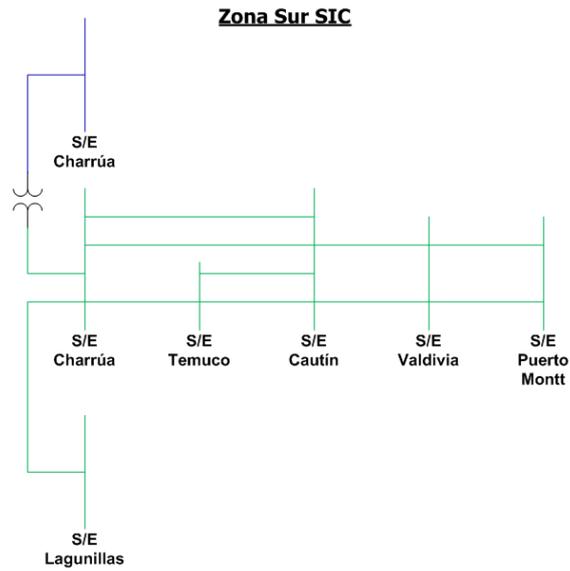


Figura 1.4: Unifilar simplificado SIC Sur

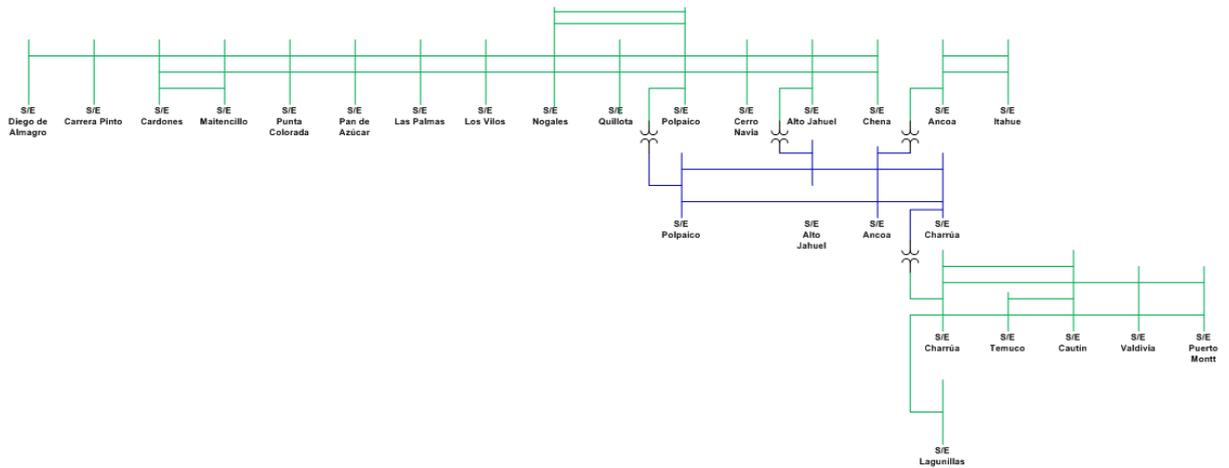


Figura 1.5: Unifilar simplificado del SIC

### 1.3.- Análisis de la demanda

Este apartado tiene como objetivo hacer un análisis más profundo sobre el crecimiento de la demanda en ambos sistemas SING y SIC para estudiar y llevar a cabo la necesidad de la interconexión SING y SIC objeto de este trabajo.

#### 1.3.1.- Demanda en Sistema Interconectado Central

Específicamente, los clientes regulados e industriales poseen una participación en la energía total del sistema del 56.4 % y 43.6% respectivamente [11].

Por otra parte, se puede observar que durante el horizonte de evaluación los consumos de tipo regulado e industrial presentan, en promedio, un crecimiento anual del 4,3% y 5.4% respectivamente [11].

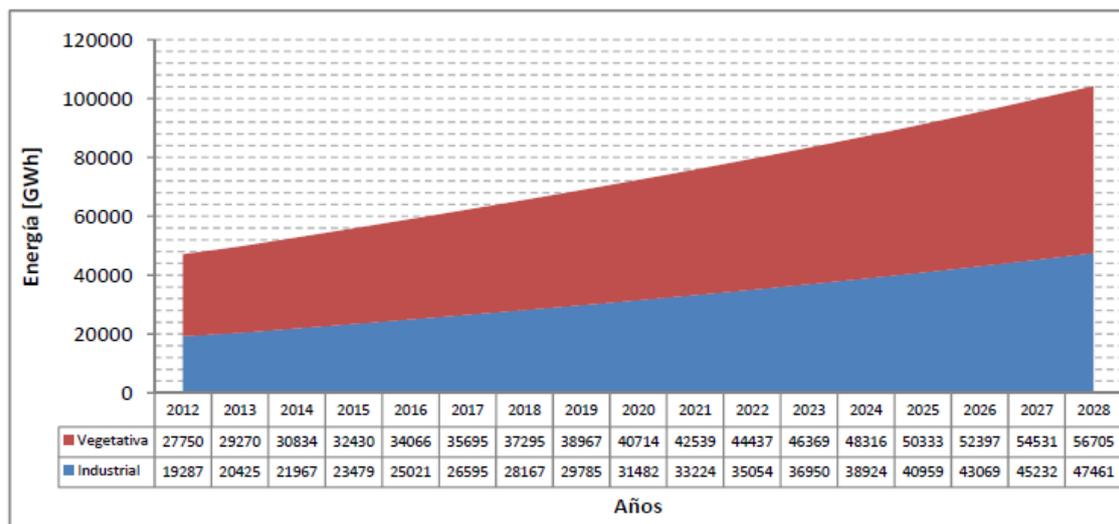


Figura 1.6: Tasa de crecimiento para la demanda del SIC

Es posible detallar el crecimiento de la demanda por zona geográfica. Se aprecia existencia de un fuerte aumento sobre el promedio en la II y IV Región motivo

de proyectos mineros como Pascua Lama, El Morro, Cerro Casale, y otros, que entran en operación en el norte chico de la República [11].

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
III	9.9	7.3	7.6	4.7	5.9	5.6	5.4	5.4	5.2	5.2	5.1	5.0	4.9	4.9	4.8	4.7
IV	19.3	13.0	14.8	14.5	5.6	5.3	5.2	5.1	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.5
V	4.3	4.9	4.7	4.8	5.3	5.0	4.9	4.9	4.8	4.8	4.7	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3
RM	4.0	5.8	4.6	4.7	4.9	4.7	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.2	4.2	4.1
VII	4.7	4.4	4.3	4.4	5.0	4.7	4.7	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2	4.1
VIII	2.9	4.5	4.7	4.8	5.4	5.1	5.0	5.0	4.9	4.8	4.7	4.7	4.6	4.5	4.5	4.4
IX	5.3	5.1	4.9	4.8	4.6	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.1	4.0	4.0	4.0	3.9
X	5.6	5.3	5.1	4.9	4.6	4.3	4.3	4.3	4.3	4.3	4.2	4.0	4.0	3.9	3.9	3.8
VI	5.7	4.8	5.4	4.6	4.9	4.6	4.6	4.6	4.6	4.5	4.4	4.3	4.3	4.2	4.2	4.1
<b>Total</b>	<b>5.4</b>	<b>5.9</b>	<b>5.6</b>	<b>5.4</b>	<b>5.1</b>	<b>4.8</b>	<b>4.8</b>	<b>4.8</b>	<b>4.7</b>	<b>4.7</b>	<b>4.6</b>	<b>4.5</b>	<b>4.4</b>	<b>4.4</b>	<b>4.3</b>	<b>4.2</b>

Tabla 1.3: Tasa de crecimiento de la demanda de energía en el SIC por Región [%]

Si bien, las tasas de crecimiento regionales son relativamente similares entre sí, es importante destacar que la Región Metropolitana abarca aproximadamente el 46% de la demanda total del SIC para todo el horizonte de evaluación [11]. En la Figura 3.3 se aprecia que la demanda del SIC hacia el año 2028 corresponderá a 104,276 GWh aproximadamente, concentrándose en el centro de la República alrededor de 47,450 GWh de las solicitudes de energía.

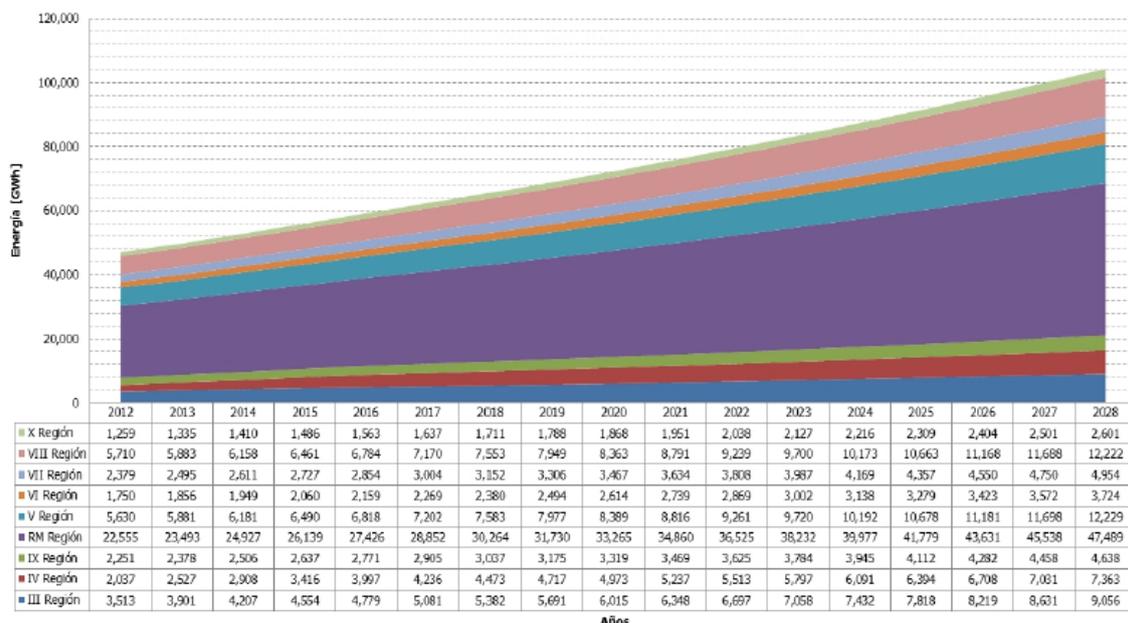


Figura 1.7: Aportes regionales de demanda de energía en el SIC

Como se mencionó anteriormente, la proyección de la demanda de energía en el SIC fue realizada mediante la aplicación de tasas de crecimiento elaboradas por la Comisión Nacional de Energía (CNE), las cuales tienen como finalidad ser representativas del sector eléctrico por tipo de consumidor, ya sea libre o regulado, así como también considerando proyectos industriales de gran envergadura.

### 1.3.2.- Demanda en Sistema Interconectado Norte Grande

El SING es un sistema predominantemente industrial, dominado por consumos asociados a la gran minería. Este tipo de consumos, los cuales tienen la particularidad de poseer gran magnitud y no responder a tasas de crecimiento estándar, son preponderantes en un sistema donde la demanda de energía de los clientes regulados alcanza, aproximadamente, a un 10% de la demanda total [11].

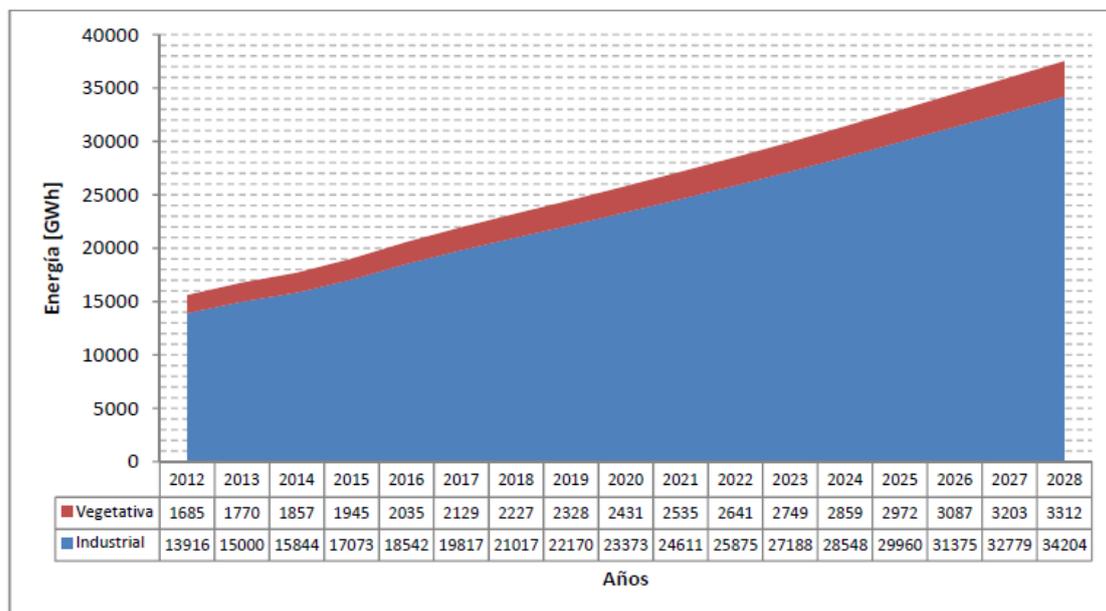


Figura 1.8: Demanda de energía en el SING por tipo (vegetativa e industrial)

En esta proyección se asume un crecimiento constante durante todo el período de evaluación.

En la Figura 1.9 se aprecia que los mayores aportes a la demanda total de energía del SING se producen en la II Región de Antofagasta, representando un 85%

aproximadamente de las solicitaciones de energía consideradas para todo el horizonte de evaluación.

Región	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
II Región	7.4	5.4	7.3	7.7	6.3	5.6	5.2	5.1	5.0	4.8	4.8	4.7	4.7	4.5	4.2	4.1
I Región	4.2	4.2	4.5	7.3	5.9	5.4	5.0	4.9	4.8	4.7	4.6	4.5	4.5	4.3	4.1	4.0
XV Región	4.8	4.7	4.5	4.4	4.4	4.4	4.3	4.2	4.1	4.0	3.9	3.8	3.8	3.7	3.6	3.3
<b>Total</b>	<b>7.0</b>	<b>5.3</b>	<b>6.9</b>	<b>7.6</b>	<b>6.2</b>	<b>5.6</b>	<b>5.1</b>	<b>5.1</b>	<b>4.9</b>	<b>4.8</b>	<b>4.7</b>	<b>4.7</b>	<b>4.6</b>	<b>4.4</b>	<b>4.2</b>	<b>4.1</b>

Tabla 1.4: Tasa de crecimiento total por región

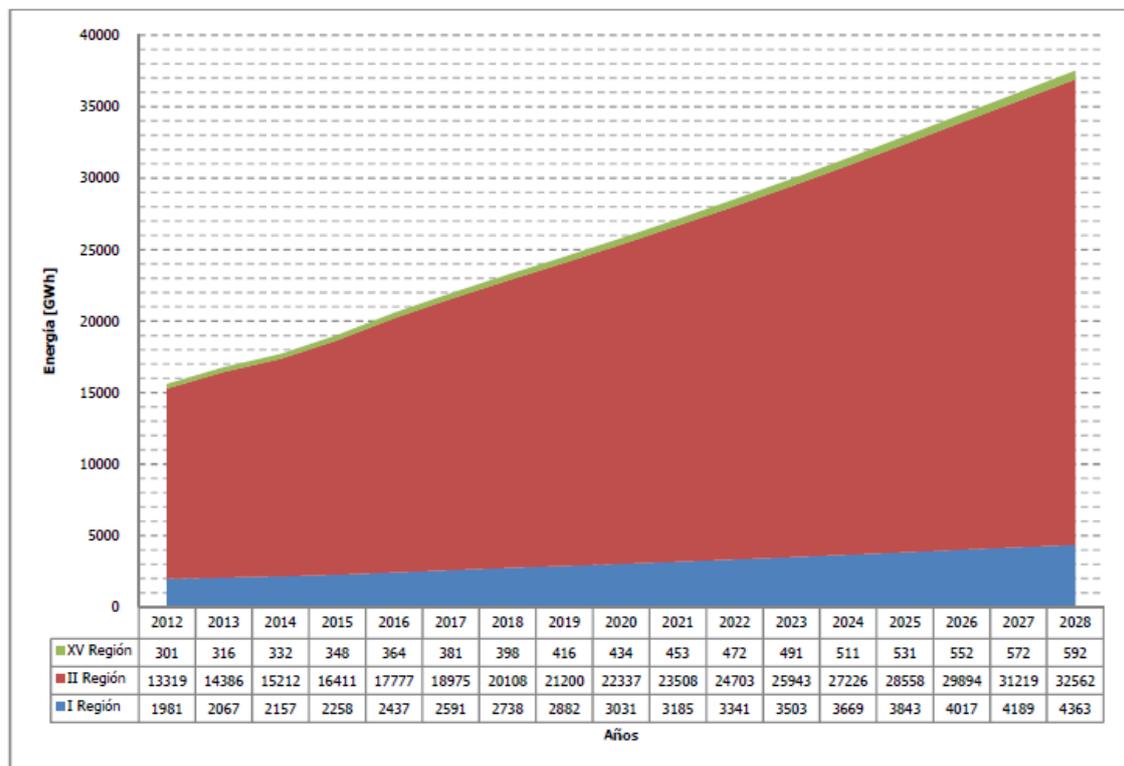


Figura 1.9: Demanda de energía en el SING por Región

## 1.4.- Propuesta de interconexión entre el SIC y el SING

El objetivo de este apartado es comentar cómo se llevaría a cabo en la realidad el modelo simplificado que se propone en este trabajo, para tener una idea más real y exacta de lo que se plantearía para ejecutar que tiene por objeto este trabajo.

### 1.4.1.- Especificaciones base de la solución propuesta

Siempre con el objetivo de cumplir con el requisito N-1 se propone un bipolo en HVDC a la tensión más conveniente según la capacidad de transporte, comprendiendo básicamente [10]:

- Línea HVDC bipolar +/- 400 kV;
- Enlace en estructura única para los 2 polos en HVDC (ver Figura 1.10);
- Nueva S/E de conversión en el SIC conectada a la barra AC de 500 kV de la S/E Cardones (Ver ejemplo en la Figura 1.11)
- Nueva S/E de conversión en el SING conectada a la barra AC de 220 kV de la S/E Encuentro.
- Con la duplicación de la potencia del enlace en HVDC para garantizar el funcionamiento a plena potencia en caso de N-1 y 1500 MW, resulta necesario considerar 6 unidades monofásicas de tres arrollamientos (6x600 MVA);
- Además, hacen falta considerar los espacios para la compensación de potencia reactiva de la estación de conversión en el sistema más débil, eliminando uno de los bancos de condensadores shunt.

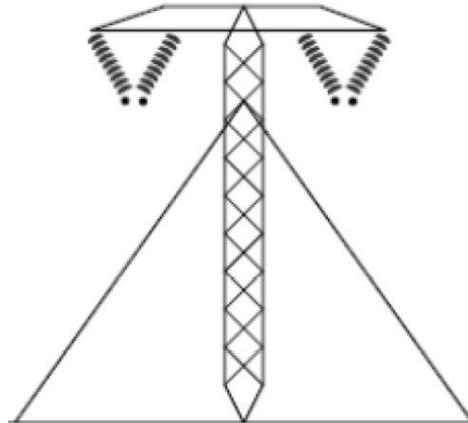


Figura 1.10: Posible estructura para el dipolo en estructura simple

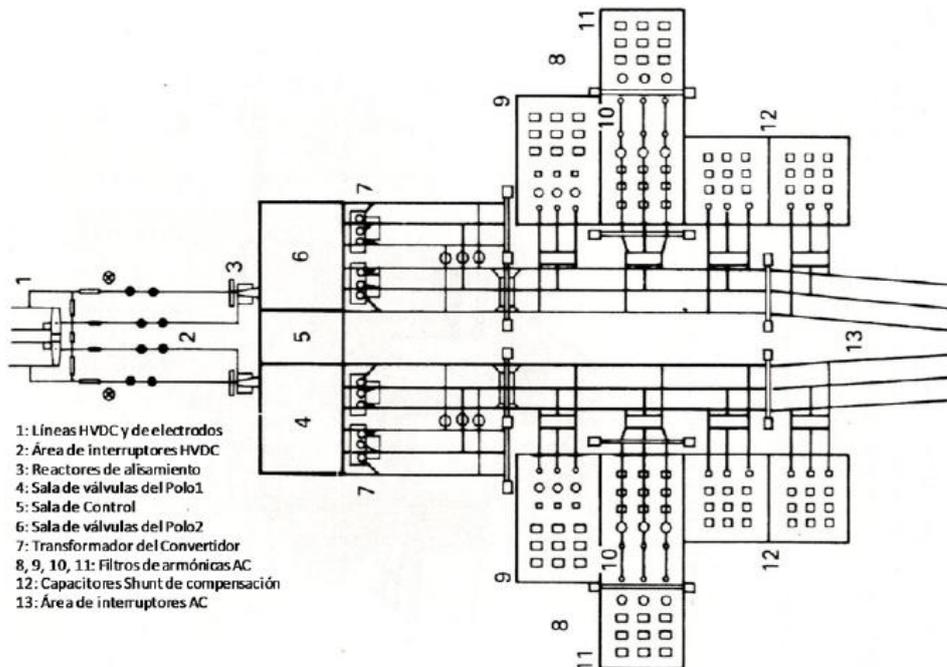


Figura 1.11: Estación de conversión

## Capítulo 2.- Metodología

### 2.1.- Introducción

Uno de los problemas que mayor repercusión económica tiene en la operación de los sistemas de energía eléctrica se deriva de la necesidad de mantener todas sus variables de funcionamiento dentro de unos límites relativamente estrictos [5]. Las variables que más inciden en el usuario del sistema (consumidor) se refieren a las características de la tensión a la que se realiza el suministro, fundamentalmente: valor eficaz, frecuencia fundamental y pureza de la onda. Estas variables no permanecen constantes como consecuencia de la variación continua de la demanda, tanto de potencia activa como reactiva.

### 2.2.- Control de frecuencia/potencia

El problema de la regulación de la tensión y de la frecuencia es un problema que debe ser resuelto tanto a nivel de planificación, donde hay que prever los requerimientos de control necesarios, como de operación, donde hay que asignar los recursos disponibles para un correcto funcionamiento del sistema eléctrico [5].

El valor de la tensión y de la frecuencia en un sistema eléctrico está muy ligado, respectivamente, a los flujos y balances de potencia reactiva y activa en las líneas y generadores del sistema [5]. Los flujos de potencia reactiva están relacionados con los valores de las tensiones en los nudos, relación que tiene un carácter marcadamente local en el sentido de que esta relación es muy fuerte entre flujos en líneas y tensiones en sus extremos y se va debilitando rápidamente a medida que se consideran nudos más alejados. En este sentido, se puede concluir que desequilibrios en la generación y consumo de energía reactiva producen desequilibrios locales en las tensiones del sistema (interacción QV).

Aunque pueda pensarse que la relación entre potencias activas y ángulos podría presentar este carácter local, no es así, dado que el valor de los ángulos está directamente relacionado con el valor de la frecuencia, y los valores relativos de los ángulos, con el valor acumulado de las desviaciones de frecuencia. Se puede concluir, por tanto, que los desequilibrios de potencia activa se traducen en modificaciones en la frecuencia que se notan en todo el sistema, modificación que se corrige modificando la potencia activa que se producen en los generadores (interacción Pf).

El control de la frecuencia busca mantener el balance entre el consumo y la producción de electricidad. La producción de electricidad se programa con anticipación en función a una demanda estimada. Durante la operación en tiempo real, diferencias entre la producción real y la demanda real producen desbalances entre lo que se genera y consume, lo cual genera variaciones en la frecuencia. Estas variaciones no son deseadas en términos de seguridad y fiabilidad en la operación del sistema eléctrico debido a que los elementos que constituyen a éste se han diseñado para operar a una determinada frecuencia (50 ó 60 Hz dependiendo del caso), por lo que la frecuencia debe permanecer dentro de ciertos límites establecidos en cada sistema.

### **2.3.- Desbalance entre la producción y el consumo en tiempo real**

Teóricamente, en un sistema eléctrico se cumple que: la potencia generada es igual a la potencia consumida por las cargas conectadas más las pérdidas en el

transporte, esto se cumple para todo instante de operación. Entonces el término desbalance entre la producción y el consumo será definido como la desviación de la frecuencia con respecto a su valor nominal [5]. Estos desbalances pueden ser provocados por dos motivos:

Primero, la producción de electricidad se programa con anticipación (generalmente en el mercado diario), debido a que esta programación se realiza de manera “discreta” sobre cada período de operación (usualmente una hora) en donde la generación programada no sigue exactamente a la demanda estimada, existe desviación entre ambas curvas.

La segunda forma de desbalance proviene de los errores en la estimación de la demanda y eventos no programados como fallas en líneas de transmisión, desconexión de generadores o cargas, etc.

### 2.3.1- Respuesta por inercia

La mayoría de generadores eléctricos tienen como fuerza motriz turbinas; las turbinas entregan potencia mecánica a los generadores y éstos la convierten en potencia eléctrica que es transmitida a las cargas mediante líneas de transmisión y distribución.

De acuerdo a las leyes de Kirchhoff, la potencia generada es siempre igual a la potencia consumida (incluyendo las pérdidas), cuando un desbalance ocurre entre lo producido y lo consumido, la energía cinética almacenada en los generadores (masa turbina/generador) conectados a la red actúan de inmediato como compensador natural. La ecuación que describe la dinámica de un generador síncrono  $i$  es,

$$M_i \frac{d\Delta\omega_i}{dt} = P_{mi} - P_{ei} - P_{Di} \quad (2.1)$$

Donde  $\Delta\omega_i$  es la desviación de la velocidad angular mecánica con respecto a la velocidad angular síncrona,  $M_i$  es el coeficiente de inercia,  $P_{mi}$  es la potencia mecánica,  $P_{ei}$  es la potencia eléctrica. Cuando hay balance entre la producción y el consumo, el término de la derecha es cero, lo que significa que el sistema se encuentra en estado estable (aceleración angular nula en el generador síncrono). Cuando ocurre un desbalance, por ejemplo si un generador sale fuera de servicio, los generadores restantes tienen que asumir la nueva demanda relativamente mayor, esto produce una desaceleración en la velocidad angular de los generadores puesto que la fuente de potencia mecánica no ha sido modificada hasta este momento (las turbinas están equipadas con gobernadores que cambian la potencia mecánica a suministrar en función de la referencia que se les establezca, esto se conoce como control primario como se verá más adelante), y sin embargo, la potencia suministrada permanece constante. Entonces, debido a que la velocidad de los generadores conectados a la red está ligado a la frecuencia del sistema, una desaceleración en la velocidad angular en los generadores del sistema estaría produciendo una disminución en la frecuencia ( $\Delta f = 2\pi\Delta\omega_i$ ). En el caso de una disminución en la demanda, la aceleración sería positiva por lo que la velocidad angular de los generadores así como la frecuencia aumentarían.

### **2.3.1.1- Control Primario**

Como se vio en la sección anterior, desbalances en la relación generación-demanda se traducen en variaciones en la frecuencia del sistema. La respuesta por inercia amortiza esa variación, a mayor capacidad instalada de generación síncrona, mayor es la inercia con la que se cuenta y mayor es la capacidad de amortización [3],[2].

Sin ninguna otra acción que la respuesta por inercia, la frecuencia seguiría cambiando hasta el punto de la desestabilización del sistema eléctrico. Con motivo de estabilizar la frecuencia a un nuevo valor se usa el control primario.

Los gobernadores son dispositivos que actúan sobre las turbinas modificando la potencia mecánica que suministran, cambian la potencia mecánica que entregan las turbinas en función de la magnitud de la variación de la frecuencia hasta que el balance generación-demanda se estabilice o hasta que las reservas del control primario se agoten [4].

El control primario es un control netamente local [5], vale decir a nivel de unidad de generación (turbina/generador); es por ello que a este nivel no existe coordinación entre las diferentes unidades conectadas al sistema eléctrico.

### **2.3.1.2- Control Secundario (AGC)**

El control secundario es un control automático, generalmente como Control Automático de Generación (AGC, por sus siglas en inglés *Automatic Generation Control*), que mediante el uso de las reservas restaura la frecuencia a su valor nominal y releva el control primario a disponibilidad de nuevos desbalances que puedan ocurrir en el sistema eléctrico.

## **2.4.- Convertidor en fuente de tensión**

Los sistemas de transmisión HVDC basados en la tecnología de convertidores conmutados de línea (LCC del inglés *Line-Commutated Converters*) han tenido una larga y exitosa historia. Los tiristores son los componentes clave de esta topología de convertidores y han alcanzado un alto grado de madurez debido a su diseño robusto y alta fiabilidad. Sin embargo, cabe resaltar que los convertidores conmutados de línea tienen algunas restricciones técnicas. Particularmente, el hecho de que la conmutación dentro del convertidor es manejada por voltajes de *ca* (corriente alterna), requiere condiciones apropiadas del sistema de *ca* conectado.

La electrónica de potencia de con convertidores auto-conmutados, como como los convertidores de fuente de tensión (VSC del inglés *Voltage Source Converters*), pueden superar estas limitaciones y proporcionar más características técnicas. En

muchas aplicaciones, los VSC se han convertido en los convertidores auto-conmutados estandarizados y se utilizan cada vez más a menudo en los sistemas de transmisión y distribución del futuro. Los VSC no requieren ningún sistema de tensión de “manejo”, ellos pueden crear una tensión trifásica de  $ca$  a través de una tensión de corriente continua.

Hasta el momento, los VSC para aplicaciones HVDC se basan principalmente en dos o tres niveles convertidores. Es, sin embargo, un hecho que los VSC multinivel proporcionan ventajas con respecto a la actuación dinámica y el impacto armónico. Por estas razones, un nuevo convertidor modular multinivel (MMC, del inglés *Modular Multi-level Converter*), ha sido desarrollado, el cual proporciona importantes beneficios para aplicaciones de alta tensión. Incluso, los MMC son promisorios para la integración de fuentes de generación renovable a través de largas distancias.

Se considerará al convertidor de fuente de tensión VSC como una configuración básica. Algunas aplicaciones donde se utiliza este tipo de convertidor son las siguientes:

- En un parque fotovoltaico donde los paneles generan una tensión en continua y se debe invertir para inyectar la potencia a la red.
- ***En ambos terminales de una línea de transmisión en corriente continua.***
- Para alimentar el rotor de una máquina de inducción doblemente alimentada.
- Para rectificar e invertir en el caso de la generación por medio de máquinas síncronas de imanes permanentes, muy utilizadas en futuros aprovechamientos eólicos.
- En un vehículo eléctrico para generar las corrientes necesarias para accionar los motores que aplican los pares a las ruedas.

En la Figura 2.1 se puede observar un esquema muy simple de un VSC de dos niveles [1]. Existen diversas configuraciones de VSC como pueden ser los convertidores de tres niveles o más como el que se puede observar en la Figura 2.2. Estos pueden lograr tensiones y potencias mayores que en el caso de un VSC de dos niveles, incluso las formas de onda obtenidas pueden ser bastante mejores. Sin embargo, con el desarrollo de los semiconductores, cada vez se están logrando mejores con configuraciones más simples.

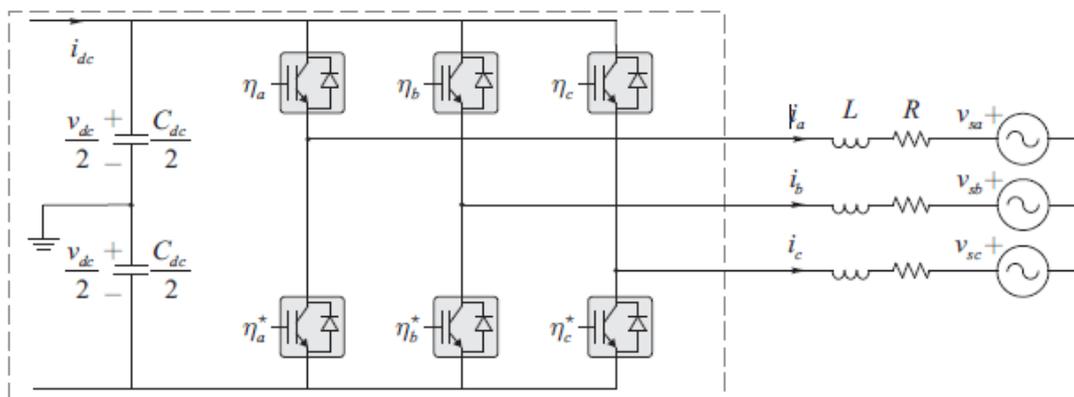


Figura 2.1: Esquema de un VSC de dos niveles

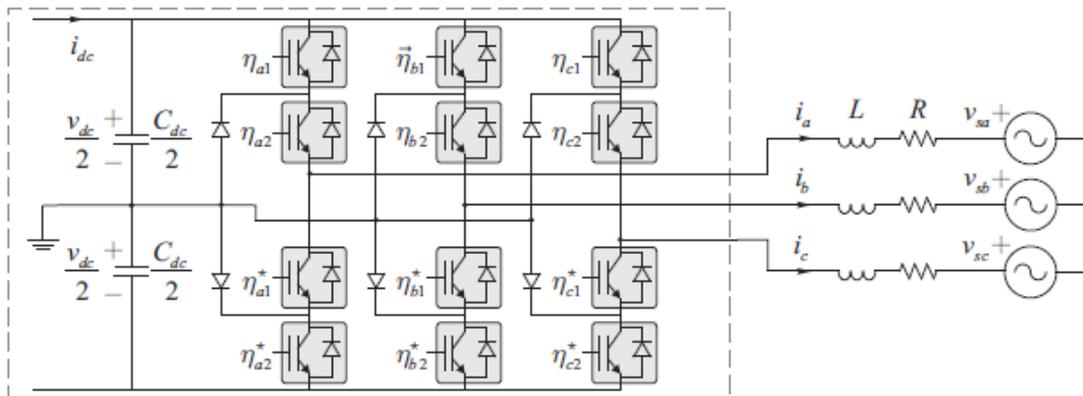


Figura 2.2: Esquema de un VSC de tres niveles

## 2.5.- Transmisión en continua basada en VSC

La transmisión en corriente continua basada en convertidores de fuente de tensión, HVDC-VSC (del inglés *High Voltage Direct Current based on Voltage Source Converters*), es una tecnología bastante reciente que está siendo desarrollada por

compañías como *ABB* y *Siemens*. Un importante incremento en la capacidad de transmisión de potencia está haciendo de esta tecnología una alternativa a los sistemas de transporte tradicionales [1].

Los sistemas HVDC tradicionales emplean convertidores de fuente de corriente conmutados por la corriente de las líneas, requiriéndose una fuente de tensión sincronizada para poder operar; el proceso de conversión demanda potencia reactiva; para ello se deben utilizar bancos de condensadores que aportan parte de este consumo, estas fuentes de energía son parte de la instalación [1]. Todo déficit o exceso de reactiva debe ser corregido por el resto del sistema eléctrico.

La tecnología HVDC-VSC evita este inconveniente y además tiene otras importantes ventajas como la posibilidad de controlar potencia activa y potencias reactivas de manera independiente.

La tecnología de convertidores de fuente de tensión es muy conocida desde hace bastante tiempo, pero recientemente, con el desarrollo de semiconductores relativamente económicos y de una alta capacidad de corte de corriente, se están comenzando a utilizar en aplicaciones HVDC.

Básicamente, un HVDC-VSC está compuesto de dos VSC como el presentado en el capítulo anterior colocados en una configuración *back-to-back* (del inglés espalda a espalda)[1]. En el caso de un HVDC-VSC de dos terminales lo que se propone es que uno de los VSCs esté en el modo de control  $i_d - v_{dc}$ , que también se puede considerar un control  $q - v_{dc}$ , es decir, de potencia reactiva y tensión en continua; mientras que el otro VSC estaría en modo de control  $i_d - i_q$ , equivalente a un control  $p - q$ , es decir, de potencia activa y reactiva, si se tiene en cuenta la tensión del punto de conexión.

A continuación, se va a proceder a la descripción de las características de ambos sistemas SING y SIC que sentarán las bases de la construcción del modelo eléctrico objeto de este proyecto.

## 2.6.- Características del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado del Norte Grande (CEDEC-SING) es el organismo encargado de coordinar la operación de las instalaciones eléctricas que funcionan interconectadas entre sí en dicho sistema, cumpliendo el rol de preservar la seguridad en la generación, transmisión y distribución [13].

Su misión es realizar con excelencia la coordinación de la operación del Sistema Interconectado del Norte Grande y liderar su desarrollo, contribuyendo a preservar la seguridad y la eficiencia, garantizando la accesibilidad al mismo [13].

Las instrucciones de coordinación que emanan del CEDEC-SING son obligatorias para las empresas propietarias de las instalaciones del sistema e interconectadas entre sí para generar, transportar y distribuir energía eléctrica en el Sistema Interconectado del Norte Grande, el cual abarca el territorio de Arica-Parinacota, Tarapacá y Antofagasta, Decimoquinta, Primera y Segunda regiones de Chile, respectivamente, cubriendo una superficie de 185.142 km<sup>2</sup>, equivalente a 24.5 % del territorio continental [13].

El SING es el sistema encargado de aportar y asegurar el suministro a uno de los principales sectores productivo del país, la minería, que representa cerca del 15 % del PIB nacional; un tercio del total de la inversión extranjera materializada; más del 60 % del valor total de las exportaciones del país. En la figura 2.3, extraída de la dirección web del CEDEC-SING [13], se puede observar el mapa correspondiente al SING actualmente así como la interconexión de los distintos elementos que lo componen.



Figura 2.3: Mapa del SING actualizado

A continuación se muestran algunas figuras y tablas correspondientes a las unidades de generación del SING, las cuales han sido extraídas de la página web del CEDEC-SING [13].

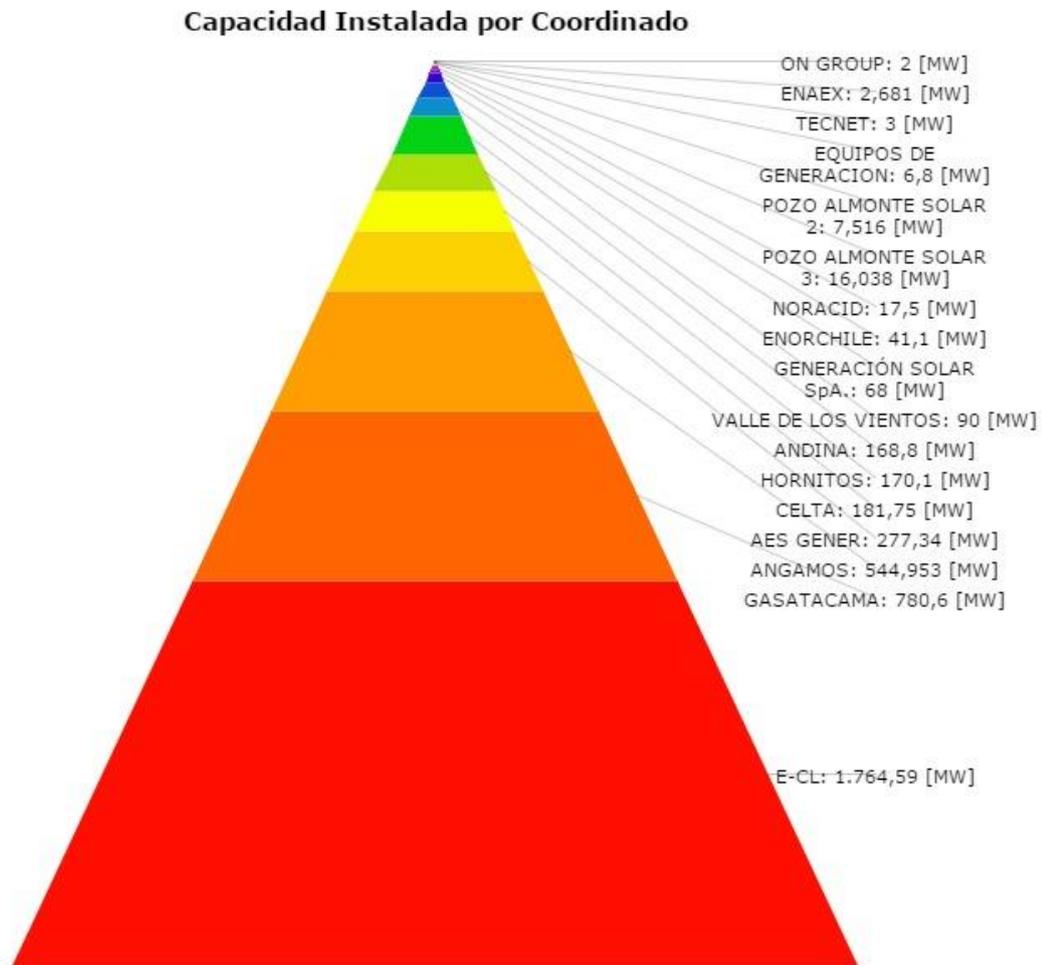


Figura 2.4: Capacidad instalada por coordinado en el SING

Capacidad Instalada por Coordinado		
Coordinado	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
E-CL	1764,590	42,59%
GASATACAMA	780,600	18,84%
ANGAMOS	544,953	13,15%
AES GENER	277,340	6,69%
CELTA	181,750	4,39%
HORNITOS	170,100	4,11%
ANDINA	168,800	4,07%
VALLE DE LOS VIENTOS	90,000	2,17%
GENERACIÓN SOLAR SpA.	68,000	1,64%
ENORCHILE	41,100	0,99%
NORACID	17,500	0,42%
POZO ALMONTE SOLAR 3	16,038	0,39%
POZO ALMONTE SOLAR 2	7,516	0,18%
EQUIPOS DE GENERACION	6,800	0,16%
TECNET	3,000	0,07%
ENAEX	2,681	0,06%
ON GROUP	2,000	0,05%
<b>Potencia Bruta Total Instalada</b>	<b>4142,768</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 2.1: Capacidad instalada por coordinado en el SING

Capacidad Instalada por Combustible..		
Tipo de Combustible	Potencia Bruta Instalada [MW]	Potencia Bruta Instalada [%]
Carbón	2099,693	50,68%
Gas Natural	1468,850	35,46%
Fuel Oil Nro. 6	185,480	4,48%
Diesel	167,355	4,04%
Solar	91,554	2,21%
Eólico	90,000	2,17%
Cogeneración	17,500	0,42%
Diesel + Fuel Oil	12,136	0,29%
Hidro	10,200	0,25%
<b>Potencia Bruta Total Instalada</b>	<b>4142,768</b>	<b>100,00%</b>

Tabla 2.2: Capacidad instalada por combustible en el SING

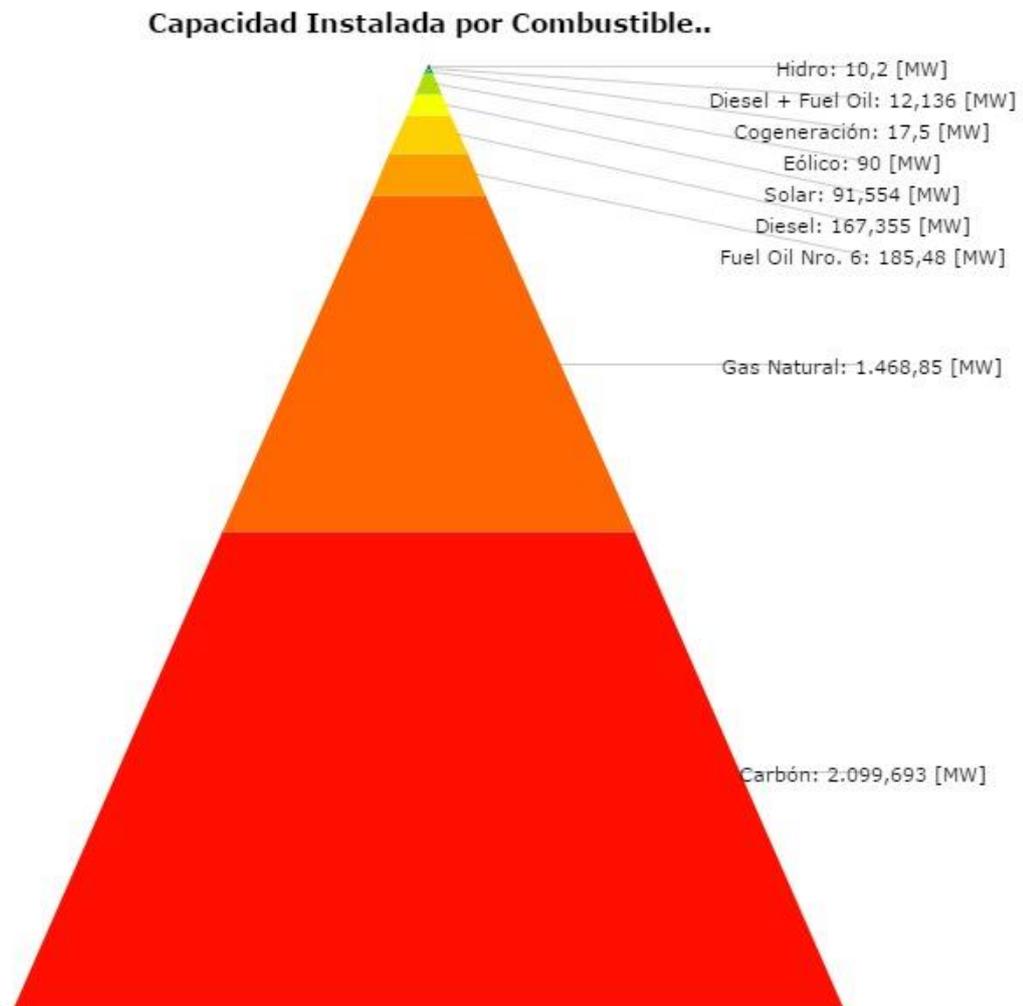


Figura 2.5: Capacidad instalada por combustible en el SING

En la Figura 2.6 podemos observar la potencia activa bruta en MW correspondiente al SING



Figura 2.6: Potencia activa bruta en MW del SING

## 2.7.- Características del Sistema Interconectado Central (SIC)

El Centro de Despacho Económico de Carga del Sistema Interconectado Central o CDEC-SIC es un organismo previsto en la Ley General de Servicios Eléctricos que se encuentra encargado de determinar y coordinar la operación del conjunto de instalaciones del sistema eléctrico central, incluyendo las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión a nivel troncal, subtransmisión y adicionales [12]; subestaciones eléctricas, incluidas las subestaciones primarias de distribución y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios [12]; y que permite generar, transportar y distribuir energía eléctrica, de modo que el costo del abastecimiento eléctrico del sistema sea el mínimo posible, compatible con una confiabilidad prefijada.

El Sistema Interconectado Central de Chile (SIC), está compuesto por las centrales eléctricas generadoras; líneas de transmisión troncal, subtransmisión y

adicionales; subestaciones eléctricas, y barras de consumo de usuarios no sometidos a regulación de precios, que operan interconectados desde Taltal por el norte (Región de Antofagasta), hasta la isla grande de Chiloé por el sur (Región de Los Lagos) [12]. El SIC es el mayor de los cuatro sistemas eléctricos que suministran energía eléctrica al país, con una cobertura de abastecimiento que alcanza a cerca del 92,2 % de la población nacional [12]. En la Figura 2.7, extraída de la página web del CEDEC-SIC [12], se representa el mapa que abarca el SIC.



Figura 2.7: Mapa del Sistema Interconectado Central (SIC)

### 2.7.1.- Capacidad instalada en el SIC

En la Tabla 2.3, extraída de la página web del CEDEC-SIC [12], se recoge la capacidad instalada en el SIC hasta diciembre del año 2015.

Por Tecnología	2014 Cierre a Diciembre [MW]		2015 A la fecha [MW]		2015 Proyección a Diciembre [MW]	
Térmica	7.968,0	52,5%	8.110,1	51,4%	8.308,1	50,7%
Embalse	3.728,8	24,6%	3.728,8	23,6%	3.728,8	22,8%
Pasada	2.639,6	17,4%	2.695,0	17,1%	2.785,8	17,0%
Eólica	645,3	4,3%	814,1	5,2%	814,1	5,0%
Solar	197,2	1,3%	423,7	2,7%	748,5	4,6%
<b>Total</b>	<b>15.178,9</b>	<b>100,0%</b>	<b>15.771,7</b>	<b>100,0%</b>	<b>16.385,3</b>	<b>100,0%</b>
ERNC	1.415,8	9,3%	2.049,6	13,0%	2.454,1	15,0%

Tabla 2.3: Capacidad instalada en el SIC

En la Tabla 2.4, extraída de la página web del CEDEC-SIC [12], se puede observar la capacidad instalada en Energías Renovables No Convencionales.

Por Tecnología	2014 Cierre a Diciembre [MW]		2015 A la fecha		2015 Proyección a Diciembre [MW]	
Minihidro < 20 MW (MW)	228,1	16,1%	338,5	16,5%	369,3	15,1%
Eólica	645,3	45,6%	814,1	39,7%	814,1	33,2%
Solar	197,2	13,9%	423,7	20,7%	751,4	30,6%
Otras ERNC	345,3	24,4%	473,3	23,1%	519,3	21,2%
<b>Total</b>	<b>1.415,8</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.049,6</b>	<b>100,0%</b>	<b>2.454,1</b>	<b>100,0%</b>

Tabla 2.4: Capacidad instalada en ERNC

### 2.7.2.- Generación y frecuencia del SIC

En la Figura 2.8, extraída de la página web del CEDEC-SIC [12], se observa la generación total en MW del SIC desde el 13/10/2015 hasta el 14/10/2015 con y sin tener en cuenta el aporte solar y eólico.

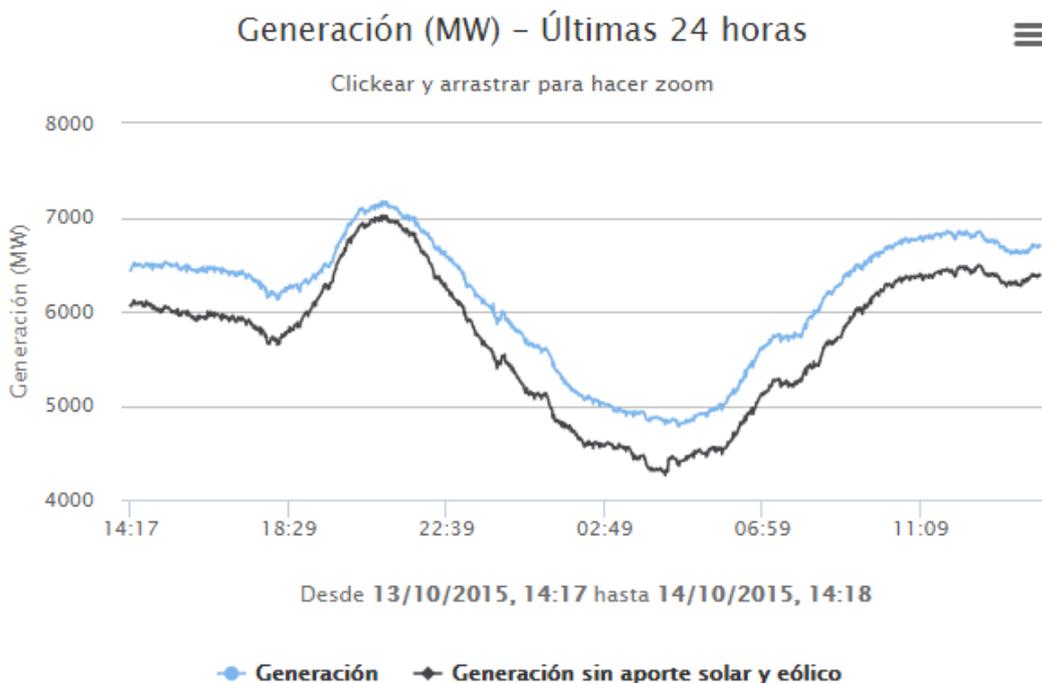


Figura 2.8: Generación en MW del SIC desde el 13/10/2015 hasta el 14/10/2015

En la Figura 2.9 se pueden observar los distintos valores que la frecuencia adopta durante el día 13/10/2015 hasta el 14/10/2015. Como se puede apreciar la frecuencia no se mantiene constante en su valor nominal, si no que va variando tal y como se comentó en apartados anteriores.

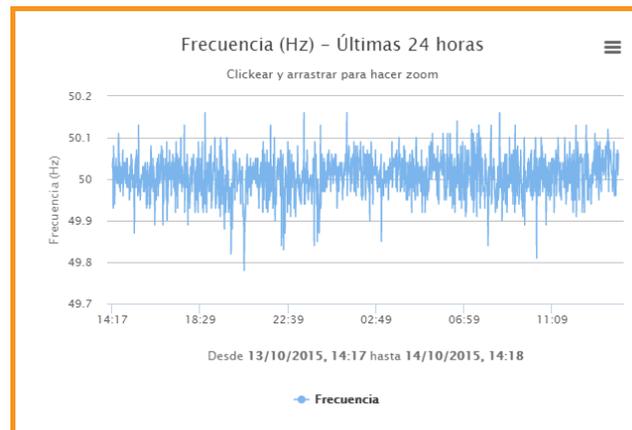


Figura 2.9: Frecuencia en Hz del SIC desde el día 13/10/2015 hasta el 14/10/2015

A continuación, se van a explicar las características más importantes del software en el que se han implementado los modelos del SING y el SIC objeto de este trabajo.

## 2.8.- Modelado del sistema con la herramienta de simulación DigSILENT PowerFactory

### 2.8.1.- Introducción

Como se ha mencionado anteriormente, en este apartado se van a exponer las características más relevantes acerca del software que se ha usado para el desarrollo del presente trabajo.

Los modelos electromagnéticos consideran valores instantáneos de tensiones y corrientes, con una resolución temporal del orden de microsegundos [3]. Se podría decir que en estudios de aplicaciones electrónicas y eléctricas, los modelos electromagnéticos son los más detallados. Sin embargo, no siempre es necesaria la utilización de este tipo de modelos. Incluso en muchos casos, de no recurrirse a una simplificación, pueden resultar intratables. En la Figura 2.10, obtenida de la tesis doctoral de J.M. Mauricio [1] y del PFC de J.R. Gordillo [3], se pueden observar diversos

fenómenos transitorios o de oscilaciones permanentes que pueden ocurrir en un sistema de potencia. Como puede deducirse, el ancho de banda necesario para simular un sistema de potencia completo con todos sus elementos es muy grande, abarcando desde fenómenos que ocurren en tiempos del orden de nanosegundos a fenómenos que pueden demorar minutos e incluso horas.

Esto hace que sea prácticamente imposible realizar una simulación que al mismo tiempo considere todas estas características. Por este motivo, a la hora de trabajar con sistemas de potencia, se acostumbra a realizar un análisis de los fenómenos a estudiar y determinar el ancho de banda necesario para su aceptable reproducción.

De esta manera, por ejemplo, a la hora de estudiar fenómenos que ocurran en el extremo izquierdo de la Figura 2.10, las variables de las dinámicas de los elementos de la derecha podrán ser consideradas como constantes. Por otro lado, para simular fenómenos ubicados a la derecha de la misma figura los fenómenos de la izquierda se podrían considerar como de variación instantánea o directamente no considerar su participación.

A modo de ejemplo, se podría plantear una descarga atmosférica, un rayo, que caiga sobre un conductor de una línea de transmisión eléctrica. La duración de esta descarga es del orden de los microsegundos. Este es un fenómeno que se encuentra a la izquierda de la Figura 2.10. A la hora de estudiar cómo esta descarga afecta al sistema de potencia no se consideran las máquinas primarias, ni siquiera los reguladores de tensión, AVRs (del inglés Automatic Voltage Regulator). Si bien, la descarga atmosférica puede suponer una elevada tensión en terminales de una máquina, el poco tiempo que ésta dura hace que el AVR no alcance a reaccionar. Por otro lado, a la hora de hacer un estudio sobre regulación de frecuencia, la energía aportada por un rayo prácticamente no agrega nada a los balances de potencia y puede ser despreciada. Sin embargo, si bien estos dos estudios se pueden hacer por separado, los resultados de uno pueden afectar directamente a los resultados del otro.

Una descarga atmosférica podría provocar una falta en la red eléctrica y esta falta puede hacer que algunos generadores salgan de servicio [3].

Posteriormente, al perderse el aporte de estos generadores podría ocurrir un desbalance de potencias que termine derivando en una inestabilidad de frecuencia. Con este ejemplo se puede concluir que si bien se pueden separar los fenómenos para que su análisis sea viable, siempre se debe tener en cuenta la interacción de todas las variables que intervienen en un sistema de potencia.

Los modelos electromagnéticos, a la derecha de la Figura 2.10, desprecian muchas dinámicas consideradas en los modelos electromagnéticos. Sin embargo, en todos los casos se considerarán los límites, saturaciones y tiempos de respuesta referentes a los modelos electromagnéticos [3].

En la Figura 2.10 se pueden apreciar también de manera esquemática el alcance de las herramientas de simulación más usadas.

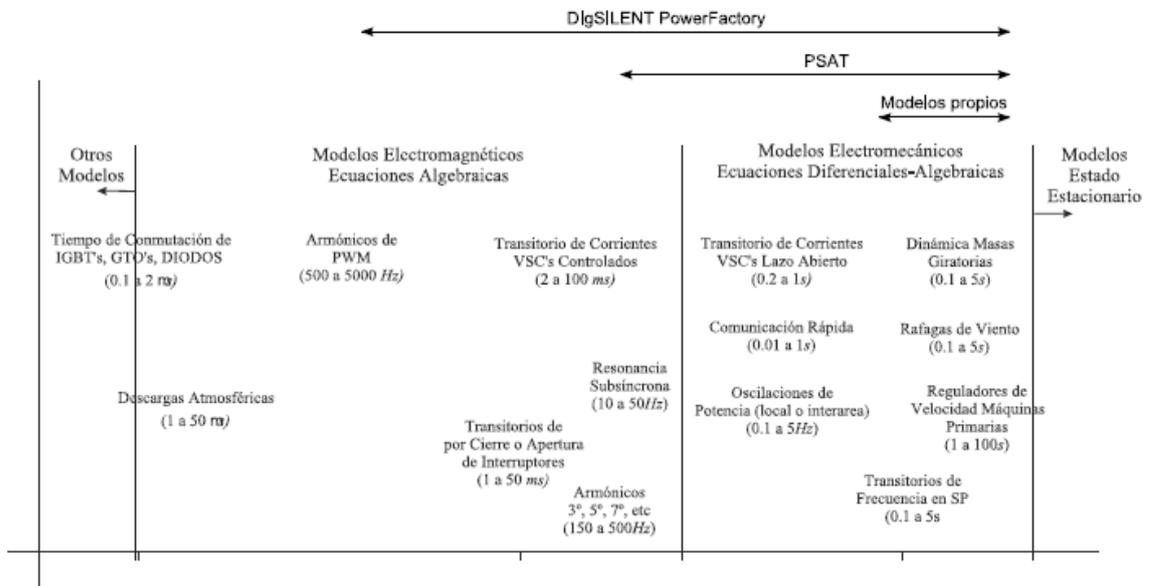


Figura 2.10: Alcance de las herramientas de simulación más empleadas

### 2.8.2.- DigSILENT PowerFactory

DigSILENT PowerFactory es un software diseñado para llevar a cabo análisis de transmisión y distribución en sistemas de energía eléctrica con el objetivo de conseguir la máxima optimización en la operación de sistemas de energía eléctrica.

DigSILENT es el acrónimo de “**D**igital **S**imu**L**ation of **E**lectrical **N**e**T**works” y ha sido diseñado y desarrollado por ingenieros y programadores altamente experimentados en el campo de los sistemas eléctricos de potencia. La validez y veracidad de los resultados obtenidos con DigSILENT PowerFactory han sido validadas mediante, un gran número de implementaciones, por organizaciones de todo el mundo involucradas en la gestión y la operación de los sistemas eléctricos de potencia.

En la realización de este proyecto se ha utilizado la herramienta DigSILENT PowerFactory para simular ambos sistemas SING y SIC así como para realizar su conexión en HVDC. En los Centros de Despacho Económico que gestionan ambos sistemas (CEDEC-SING y CEDEC-SIC) y de los que se ha hablado en apartados anteriores, es DigSILENT PowerFactory la herramienta más utilizada para realizar los estudios diarios de la red (análisis de fallas, desconexión de unidades generadoras, pérdida de carga, etc.); por ello se ha optado por utilizar esta herramienta para construir y analizar el modelo objeto de este proyecto. A parte de esto, otras características de importancia que DigSILENT PowerFactory ofrece son las siguientes [3]:

1. Esta herramienta lleva más de 25 años en el modelado de sistemas de potencia, análisis y simulaciones.
2. La programación se realiza en un entorno gráfico amigable.
3. Tiene un ancho de banda muy amplio respecto a los fenómenos que puede simular. Esto permite modelar con mucho detalle con modelos EMS (electromagnéticos) y después sacar resultados RMS (electromecánicos).

4. Incluye modelos programados de todos los elementos que van a conformar el modelo propuesto. Además se pueden configurar estos elementos hasta un nivel de detalle muy alto. Por ejemplo, se pueden definir los controles de las máquinas como el control de tensión, regulador de velocidad, máquina primaria, etc.

A continuación se va a proceder a explicar con más profundidad la implementación de los modelos SING y SIC en la herramienta de simulación DigSILENT PowerFactory comentada en este apartado.

## **2.9.- Modelado del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING)**

En este apartado se va ir detallando de manera más exacta cómo se van a constituir los modelos correspondientes al SING y al SIC los cuales se usarán durante las simulaciones basándonos en toda la información recogida en los apartados anteriores.

### **2.9.1.- Datos de partida e hipótesis**

Para el modelado del Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) se va a considerar una generación total de 2.000 MW de potencia y un consumo de 2.000 MW tal y como se puede apreciar en la Figura 2.11. Esta suposición se aproxima bastante a la realidad ya que la potencia activa en el SING es bastante constante debido al funcionamiento continuo del sector minero tal y como se puede apreciar en la Figura 2.6.

### **2.9.2.- Implementación del modelo**

En la Figura 2.11 se aprecia cómo se han interconectado los distintos elementos que conforman el modelado del SING y que se detallan a continuación.

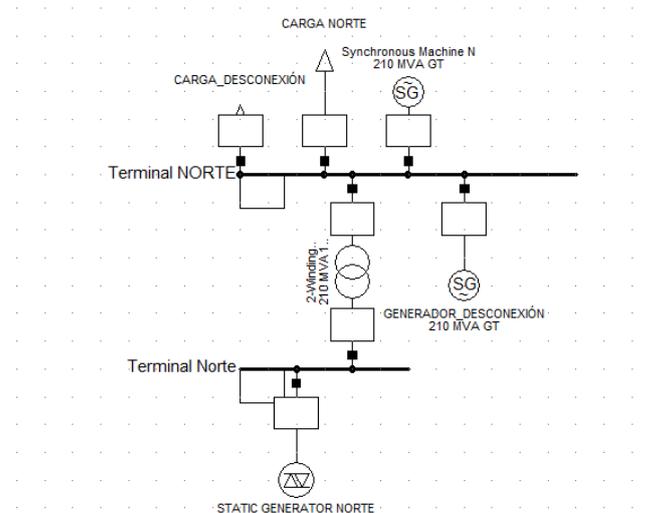


Figura 2.11: Interconexión de los elementos que componen el SING

Los elementos que componen el modelo de la Figura 2.11 son modelos que el software DigSILENT PowerFactory ya tiene implementados. A continuación, se muestran los datos más característicos de cada uno de ellos:

**Generación:** Para modelar la generación del SING se han usado 15 máquinas síncronas en paralelo. Cada máquina síncrona tiene las características que se recogen en la Tabla 2.5.

Magnitud	Valor	Unidad
$S_n$	210	MVA
$U_n$	15,75	kV
$\cos \gamma$	0,8	

Tabla 2.5: Características de cada unidad generadora

**Consumo de carga:** Para modelar la demanda de potencia del SING se ha usado una carga general equilibrada con los valores que se muestran en la Tabla 2.6.

Magnitud	Valor	Unidad
Pc	2000	MW
Qc	200	Mvar
Tensión	1	p.u.

Tabla 2.6: Características de la carga total del SING

## 2.10.- Modelado del Sistema Interconectado Central (SIC)

### 2.10.1.- Datos de partida e hipótesis

Para el modelado del Sistema Interconectado Central (SIC) se va a considerar una generación total de 6.000 MW de potencia y un consumo de 6.000 MW interconectados tal y como se puede apreciar en la Figura 2.12. Esta suposición se aproxima bastante a la realidad ya que la potencia en el SIC se mantiene próxima a este valor según se puede apreciar en la Figura 2.8.

### 2.10.2.- Implementación del modelo

En la Figura 2.12 se puede observar los distintos elementos que componen el SIC interconectados entre sí

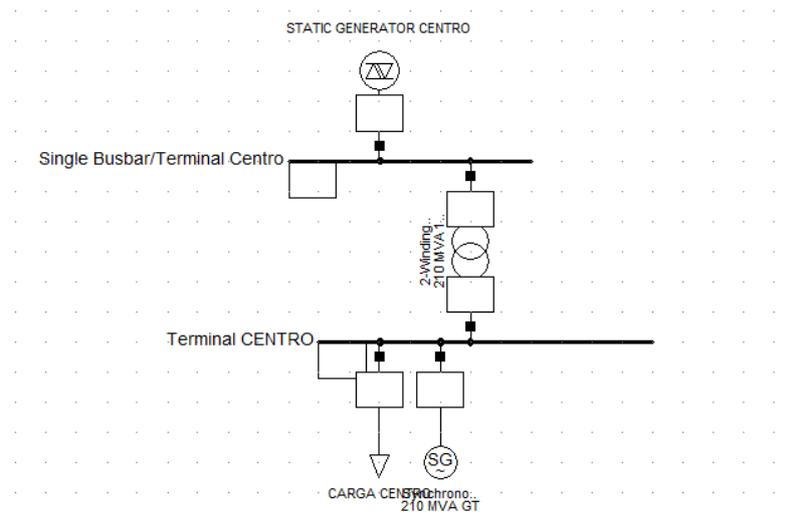


Figura 2.12: Modelado del Sistema Interconectado Central

Los elementos que componen el modelo de la Figura 2.12 son modelos que el software DigSILENT PowerFactory ya tiene implementados. A continuación, se muestran los datos más característicos de cada uno de ellos:

**Generación:** Para modelar la generación del SIC se han usado 38 máquinas síncronas en paralelo. Cada máquina síncrona tiene las características que se recogen en la Tabla 2.7.

Magnitud	Valor	Unidad
<b>Sn</b>	210	MVA
<b>Un</b>	15,75	kV
<b>cos <math>\gamma</math></b>	0,8	

Tabla 2.7: Características de cada unidad generadora

**Consumo de carga:** Para modelar la demanda de potencia del SIC se ha usado una carga general equilibrada con los valores que se muestran en la Tabla 2.8.

Magnitud	Valor	Unidad
<b>Pc</b>	6000	MW
<b>Qc</b>	500	Mvar
<b>Tensión</b>	1	p.u.

Tabla 2.8: Características de la carga total del SING

## 2.11.- Modelado de la interconexión SING-SIC

### 2.11.1.- Hipótesis de partida

Para el modelado de la línea HVDC se han hecho uso de las siguientes hipótesis de partida:

1. No se han tenido en cuenta las posibles pérdidas por transmisión en la línea.

2. Se ha aplicado un balance de energía entre el extremo norte y el extremo centro de tal manera que la potencia que llega al centro sea la misma que sale del norte y viceversa.

### 2.11.2.- Implementación del modelo

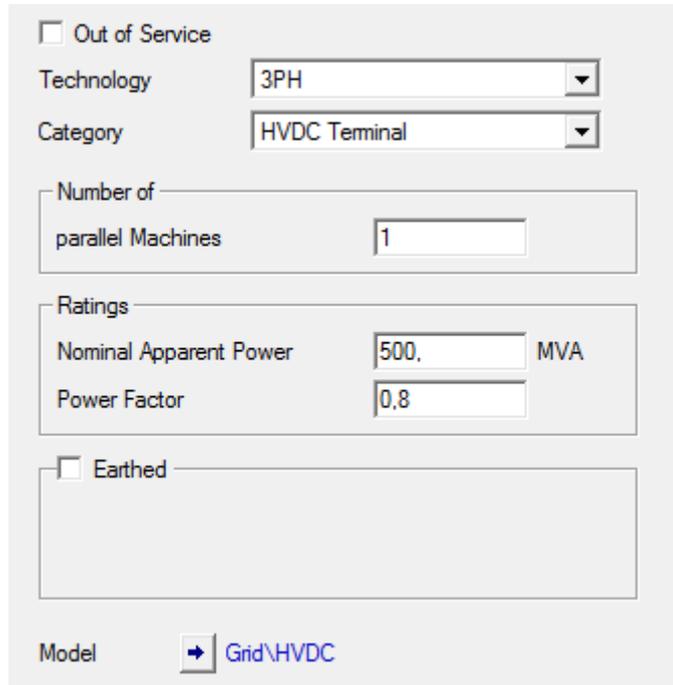
Para llevar a cabo el modelado de los terminales de la línea HVDC se va a usar un *generador estático* para el extremo correspondiente al SING y otro para el extremo correspondiente al SIC.

DigSILENT PowerFactory ofrece un modelo implementado del generador estático. El generador estático es un modelo bastante usado en aplicaciones como:

- Generadores fotovoltaicos
- Terminales de HVDC
- Compensadores de potencia reactiva
- Generadores eólicos

Mediante el uso del generador estático se puede acotar la potencia que se quiere enviar por la línea; este es el fundamento de la conexión HVDC, es decir, en todo momento se puede controlar la potencia que está circulando por la línea que conecta ambos sistemas, a diferencia de las líneas AC donde dicho flujo no se puede acotar.

En este caso, se han propuesto los siguientes generadores estáticos con las características que a continuación se detallan en las siguientes figuras.



The image shows a software configuration window for an HVDC terminal. It includes the following fields and options:

- Out of Service
- Technology: 3PH (dropdown menu)
- Category: HVDC Terminal (dropdown menu)
- Number of parallel Machines: 1 (text input)
- Ratings section:
  - Nominal Apparent Power: 500. MVA (text input)
  - Power Factor: 0.8 (text input)
- Earthed (checkbox with a large empty box below it)
- Model: Grid\HVDC (button with a right-pointing arrow)

Figura 2.13: Características comunes para ambos generadores estáticos

Para el generador estático norte se ha propuesto una potencia activa  $P = 150$  MW y para el generador estático centro, una potencia activa  $P = -150$  MW para que se cumpla el balance; es decir, por la línea HVDC va a circular una potencia activa  $P = 150$  MW.

En la Figura 2.14 podemos observar la interconexión de ambos sistemas

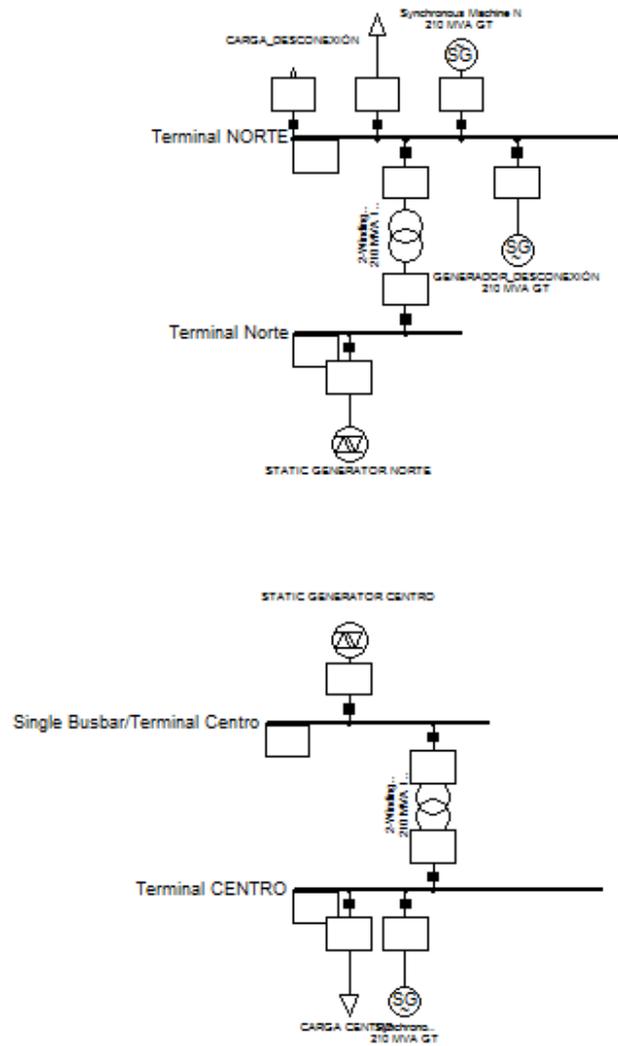


Figura 2.14: Interconexión SING-SIC

Para realizar la simulación de la línea se ha empleado el siguiente conexionado que se puede observar en la Figura 2.15:

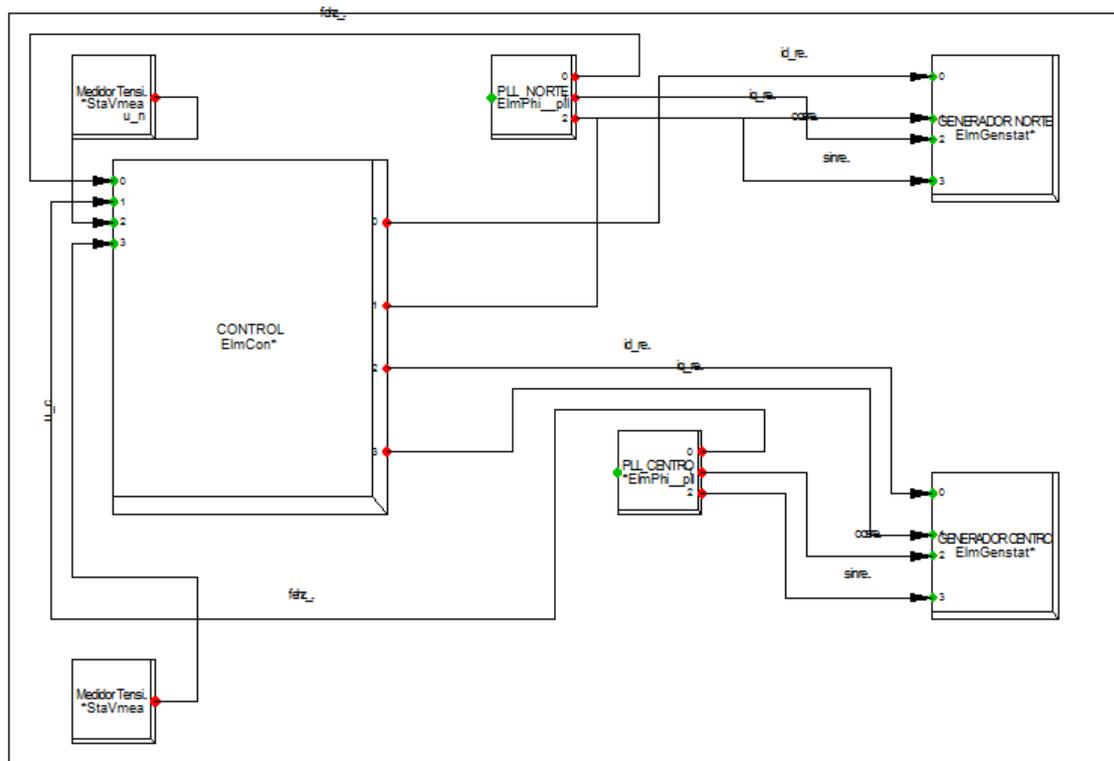


Figura 2.15: Esquema de conexionado para el control de la línea

A continuación, se va a ir detallando todos y cada uno de los elementos que componen el esquema de conexionado de la figura anterior a través de la información obtenida en los manuales del software DigSILENT [6], [7] y [8].

### 2.11.2.1.- Generador estático (Static Generator)

Ambos generadores estáticos están actuando como una fuente de corriente en todo momento.

En la Figura 2.16, se recogen las entradas y salidas correspondientes al generador estático tal y como DigSilent PowerFactory lo tiene implementado [6].



Figura 2.16: Definición de las entradas/salidas del generador estático

Parameter	Description	Unit
id_ref	d-Axis Current Reference	p.u.
iq_ref	q-Axis Current Reference	p.u.
cosref	Cos(dq-Reference-Angle)	
sinref	Sin(dq-Reference-Angle)	

Tabla 2.9: Definición de las entradas del generador estático

Parameter	Description	Unit
xspeed	Frequency	p.u.
id	Current, d-Axis	p.u.
iq	Current, q-Axis	p.u.

Tabla 2.10: Definición de las salidas del generador estático

En la Figura 2.17 se observa la conexión de ambos generadores estáticos los cuales tienen como entrada la intensidad en componentes dq y el seno y coseno del ángulo existente en cada terminal. La obtención de dicho ángulo es posible gracias a la actuación del slot *Phase Measurement Device* que se detallará en el siguiente apartado.

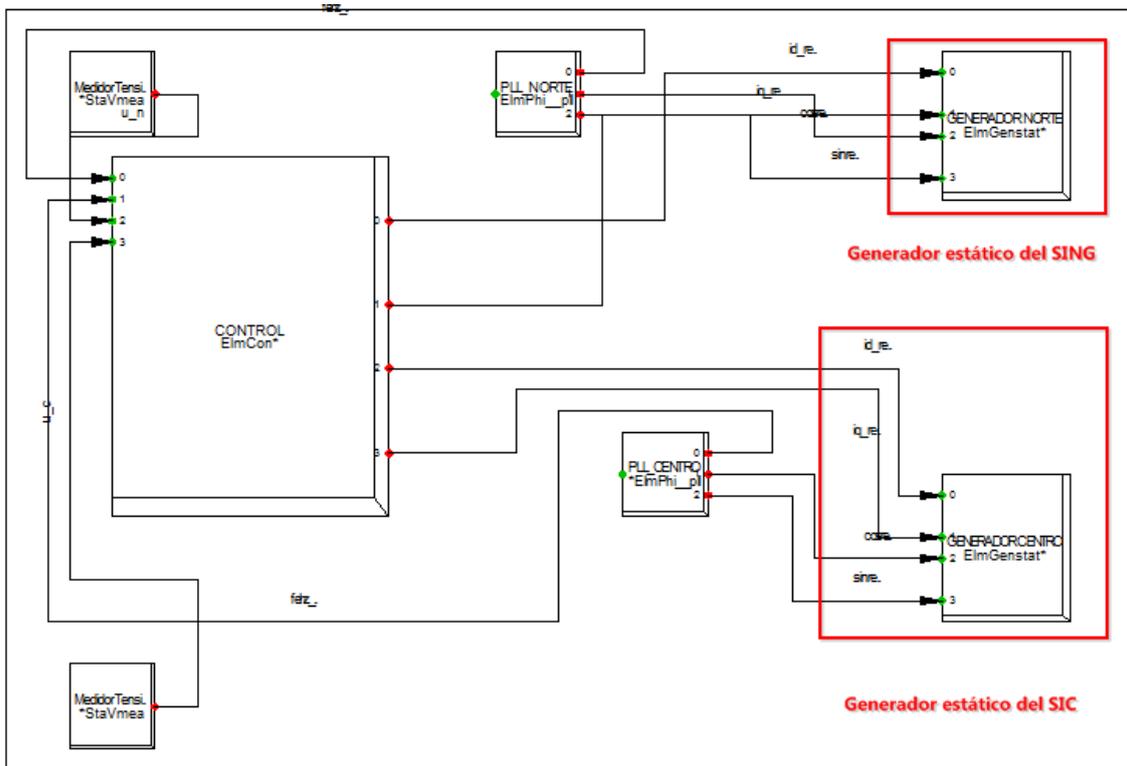


Figura 2.17: Conexión de los generadores estáticos correspondientes a SING y SIC

### 2.11.2.2.- Medidor de fase (Phase Measurement Device)

El medidor de fase o *Phase-Locked Loop* es un elemento capaz de medir la frecuencia y la fase de una tensión del sistema. Para ello, se basa en la diferencia entre las señales de entrada y salida. Los PLLs son comúnmente usados en procesos de sincronización y aplicaciones de control. En DiGSILENT PowerFactory lo único que el PLL necesita conocer es el punto o nodo de referencia donde se quiere medir.

El PLL toma la tensión directamente del punto de medida (nodo de referencia) que se ha seleccionado. Para una simulación RMS equilibrada la tensión de entrada se compone de parte real  $v_r$  y parte imaginaria  $v_i$  tal y como se puede apreciar en el diagrama de bloques de la Figura 2.18 [7].

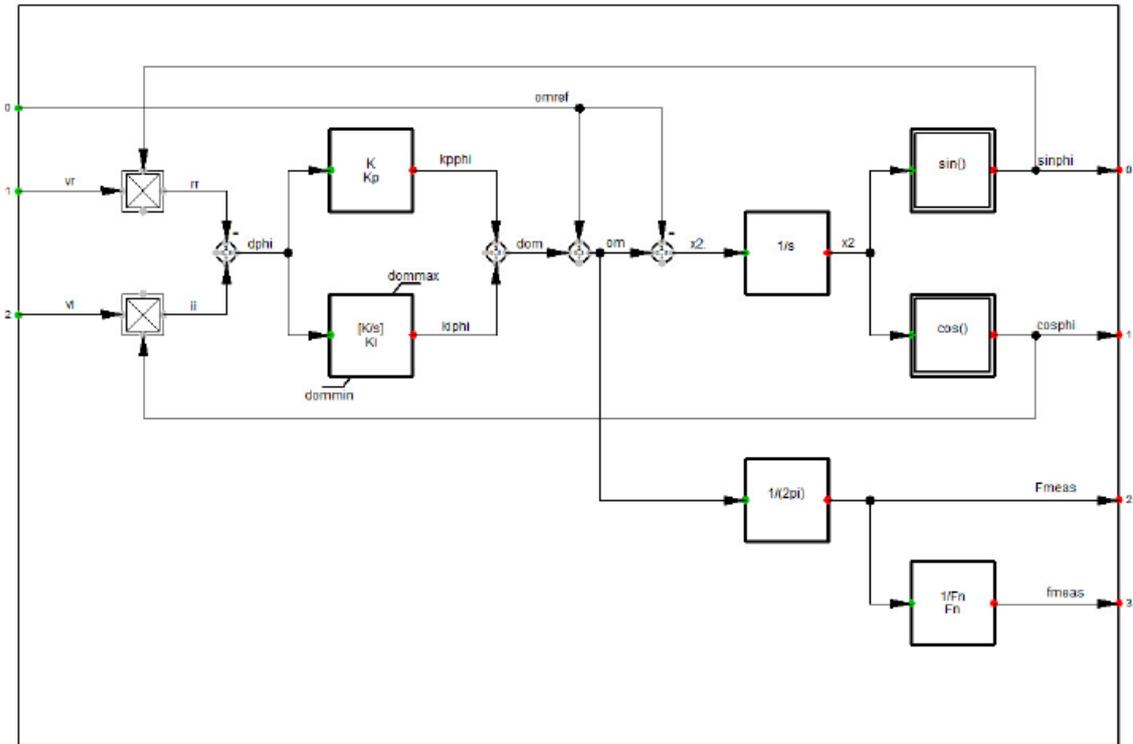


Figura 2.18: Diagrama de bloques de un PLL

La ganancia y los límites de frecuencia del modelo están definidos en la Figura 2.19

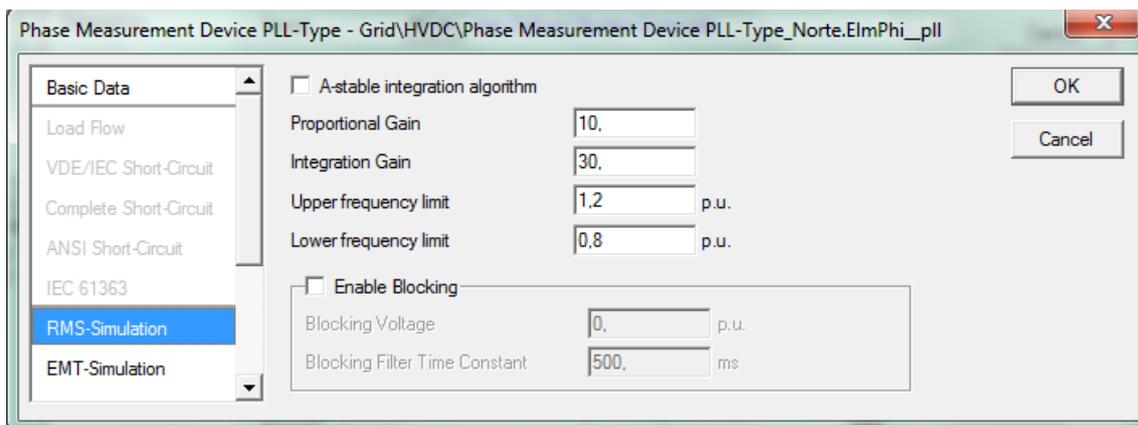


Figura 2.19: Ganancia y límites de frecuencia

Para estudios dinámicos, es posible usar como entradas/salidas las señales que se aprecian en la Figura 2.20 y 2.21 para simulaciones RMS equilibradas y desequilibradas. Notar que para el caso equilibrado, no es posible conectar señales de tensión como entradas; éstas son tomadas directamente del punto de medida mencionado en párrafos anteriores.

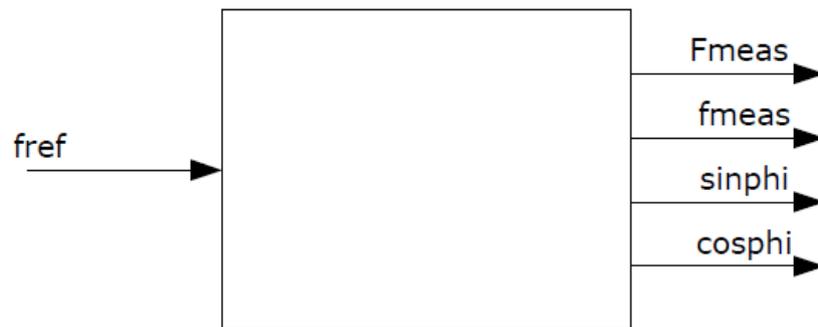


Figura 2.20: Definición de Entradas/Salidas del PLL (Simulación RMS equilibrada)

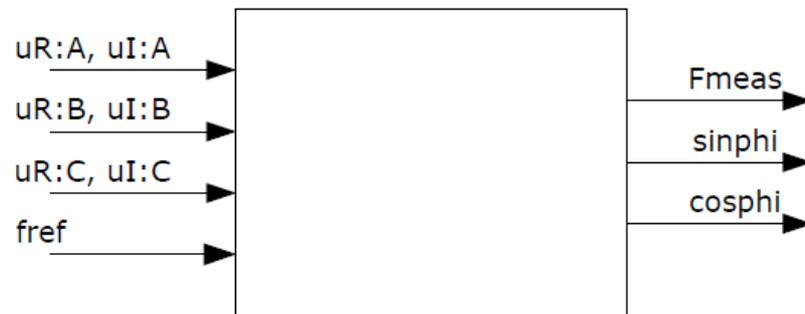


Figura 2.21: Definición de Entradas/Salidas del PLL (Simulación RMS desequilibrada)

En la Tabla 2.11 se recogen las características más importantes de las señales de entrada y salida vistas en este apartado.

Name	Description	Unit	Type	Model
uR:A, ul:A	Input Voltage, Phase a, Real and Imaginary Part	p.u.	IN	RMS unbalanced
uR:B, ul:B	Input Voltage, Phase b, Real and Imaginary Part	p.u.	IN	RMS unbalanced
uR:C, ul:C	Input Voltage, Phase c, Real and Imaginary Part	p.u.	IN	RMS unbalanced
fref	Reference Frequency	IN	IN	RMS balanced/unbalanced
u_a	Input Voltage, Phase a	p.u.	IN	EMT unbalanced
u_b	Input Voltage, Phase b	p.u.	IN	EMT unbalanced
u_c	Input Voltage, Phase c	p.u.	IN	EMT unbalanced
Fmeas	Measured Frequency	Hz	OUT	RMS balanced/unbalanced, EMT balanced/unbalanced
fmeas	Measured Frequency	p.u.	OUT	RMS balanced/unbalanced, EMT balanced/unbalanced
sinphi	Sine value of voltage angle	rad	OUT	RMS balanced/unbalanced, EMT balanced/unbalanced
cosphi	Cosine value of voltage angle		OUT	RMS balanced/unbalanced, EMT balanced/unbalanced

Tabla 2.11: Características más importantes de las señales de entrada/salida del PLL

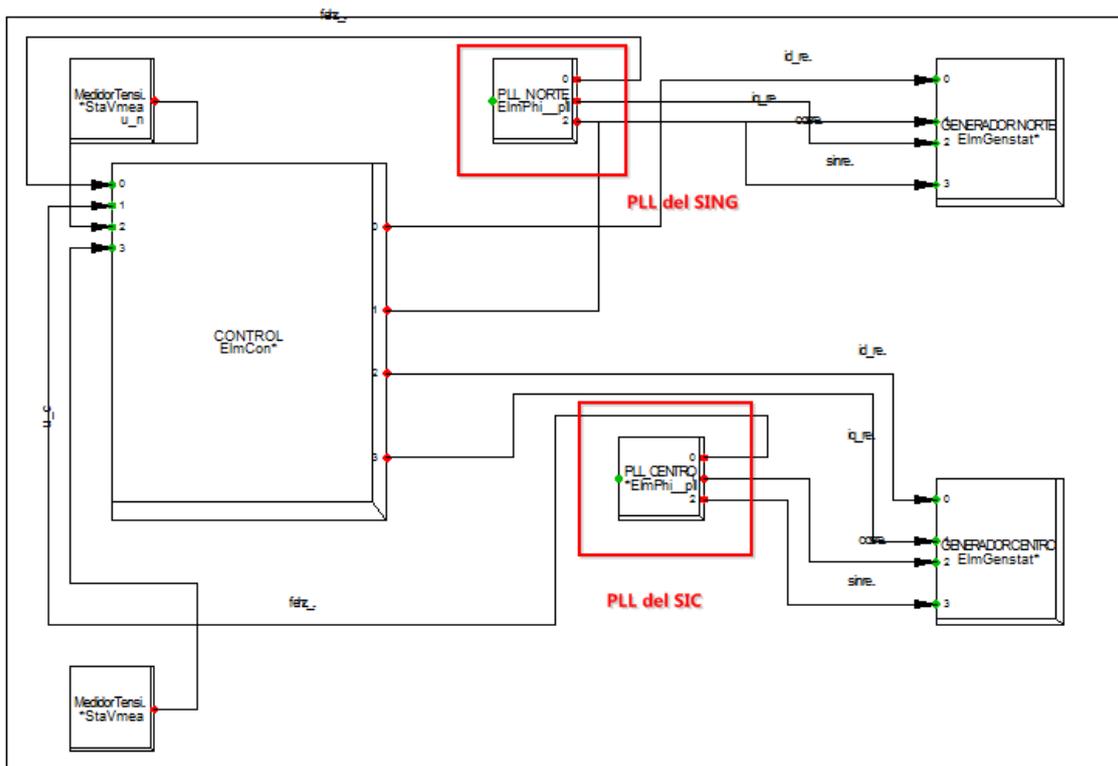


Figura 2.22: Conexión de los PLL correspondientes a ambos terminales SING y SIC

En la Figura 2.22 se puede observar la forma en que se han conectado los PLL en el modelo; como se puede observar, ambos PLL proporcionan la frecuencia en Hz y el ángulo correspondiente a la tensión de cada terminal al que están conectados.

### 2.11.2.3.- Medidor de tensión

El medidor de tensión (*voltage measurement device*) se usa para medir tensión en barras y terminales. Esta medida de tensión puede ser utilizada, por ejemplo, como entrada al controlador que se explicará más adelante.

En la Figura 2.23, extraída de la documentación técnica de DigSILENT [8], se puede observar las diferentes entradas y salidas que DiGSILETN PowerFactory ofrece para el medidor de tensión.



Figura 2.23: Entradas/Salidas del medidor de tensión

En la Tabla 2.12 se recoge la descripción de cada señal de entrada y salida de la Figura 2.23.

Parámetro	Descripción	Unidad
ur_A	Tensión de entrada, Parte Real, Fase A (basada en la tensión nominal de la barra)	p.u.
ui_A	Tensión de entrada, Parte Imaginaria, Fase A (basada en la tensión nominal de la barra)	p.u.
fref_in	Frecuencia de referencia (entrada)	p.u.
u	Magnitud de la tensión de salida	p.u.
ur	Parte real de la tensión de salida	p.u.
ui	Parte imaginaria de la tensión de salida	p.u.
fref	Frecuencia de referencia (salida)	p.u.
fe	Frecuencia (salida)	p.u.

Tabla 2.12: Descripción de las señales de entrada/salida del medidor de tensión

En la Figura 2.24 se aprecia cómo se ha llevado a cabo la conexión de los medidores de tensión correspondiente al SING y al SIC en el modelo.

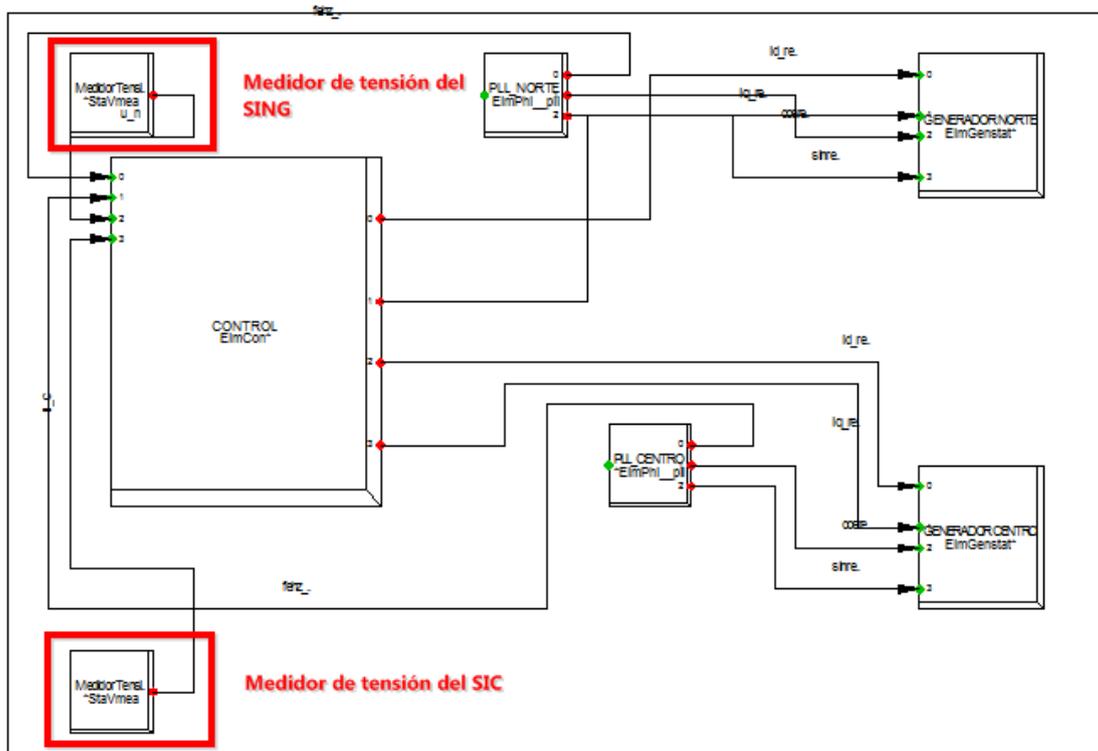


Figura 2.24: Conexión de los medidores de tensión para cada terminal SING y SIC

Como se puede observar, cada medidor proporciona la tensión en p.u. de cada terminal y lo introduce dentro del controlador que se comentará con más detalle en el siguiente capítulo.

## Capítulo 3.- Control del sistema

En este capítulo se va a tratar de explicar con detalle el control que se ha propuesto para llevar a cabo en análisis del modelo correspondiente a este trabajo.

### 3.1.- Modelo dinámico

El modelo consiste en el comportamiento de una masa giratoria como la de la figura, esta es capaz de almacenar energía en forma de energía cinética que viene dada por la siguiente expresión:

$$E_k = \frac{1}{2}J\omega^2 \quad (3.1)$$

donde

$E_k$  : Energía cinética (J)

$\omega$ : velocidad angular (rad/s)

$J$ : inercia ( $Kg * m^2$ )

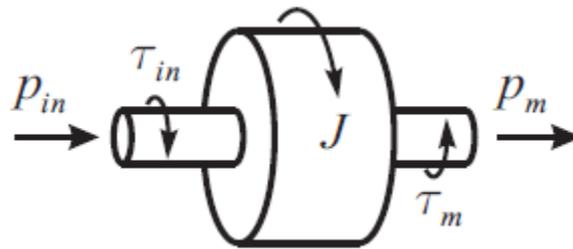


Figura 3.1: Modelo de una masa giratoria

La velocidad  $\omega$  vendrá dada por la segunda Ley de Newton cuya ecuación diferencial se puede escribir como sigue:

$$J \frac{d\omega}{dt} = \tau_{in} - \tau_{out} \quad (3.2)$$

donde

$\tau_{in}$ : par de entrada (N·m)

$\tau_{out}$ : par mecánico de salida (N·m)

Del producto de la velocidad angular por el par resulta la potencia,  $P = \omega * \tau$ . Por lo tanto, se puede escribir la ecuación anterior como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{J\omega} (P_{in} - P_m) \quad (3.3)$$

Donde  $P_{in}$  y  $P_m$  son las potencias mecánicas aplicadas.

Es muy común usar en sistemas de potencia un parámetro denominado H para definir la inercia del sistema, este viene dado por la relación entre la energía cinética almacenada por el mismo y su potencia nominal, siendo su unidad el segundo.

Dada la velocidad nominal de giro y la potencia nominal se puede determinar H como:

$$H = \frac{J\omega_0^2}{2S_n} \quad (3.4)$$

donde

$H$  : constante de inercia (s).

$\omega_0$ : velocidad nominal (rad/s).

$S_n$ : potencia nominal o base

De esta manera, se puede reescribir la variación de la velocidad respecto al tiempo en función de la constante de inercia como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0^2}{2HS_n\omega} (P_{in} - P_{out}) \quad (3.5)$$

### 3.2.- Situación actual. Disminución de la inercia

La generación convencional está basada en máquinas síncronas. Por ser síncronas, estas máquinas varían su velocidad de rotación con la del sistema al cual están conectadas. Se puede decir que la máquina síncrona es una masa girando a la velocidad del sistema. Si la frecuencia del sistema cae, la velocidad de giro de la máquina cae en la misma proporción; esto es válido cuando haya pasado un cierto tiempo para que las oscilaciones de más alta frecuencia se hayan disipado y todas las máquinas giren a la misma velocidad. De este modo, ante un desequilibrio de potencias la frecuencia variará y por lo tanto, variarán las velocidades de todas las máquinas síncronas que componen el sistema de frecuencia. Por lo tanto, se puede aplicar el modelo de masa giratoria visto en el apartado anterior, y que se reescribe como:

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{\omega_0^2}{2HS_n\omega} (P_{in} - P_{out}) \quad (3.6)$$

cuya energía cinética viene dada por la siguiente expresión:

$$E_k = \frac{HS_n}{\omega_0^2} \quad (3.7)$$

Con

$$\omega_S = 2\pi f \quad (3.8)$$

Si la potencia aportada a la máquina síncrona  $P_{ins}$  se mantiene constante, la potencia de salida  $P_{outs}$  será esta potencia más la variación de la energía cinética de la máquina,

$$P_{outs} = P_{ins} + \frac{dE_{ks}}{dt} \quad (3.9)$$

Donde la derivada de la energía cinética se expresa como:

$$\frac{dE_k}{dt} = \frac{2HS_n}{\omega_0^2} \omega \frac{d\omega}{dt} \quad (3.10)$$

Se puede simplificar esta expresión si se considera que la variación de frecuencia es baja y se aproxima  $\omega \approx \omega_0$ , quedando:

$$\frac{dE_k}{dt} \approx \frac{2HS_n}{\omega_0} \frac{d\omega}{dt} \quad (3.11)$$

Finalmente, teniendo en cuenta (3.8) se tiene que:

$$P_{outs} = P_{ins} - \frac{2HS_n}{\omega_0} \frac{df}{dt} \quad (3.12)$$

Se puede concluir que ante una variación de la frecuencia del sistema las máquinas síncronas aportan una potencia proporcional a la derivada de la frecuencia respecto al tiempo. Esta variación depende de la inercia de la máquina, de donde se deduce que a mayor inercia mayor será el aporte de la máquina para resistir el cambio en la frecuencia.

Los sistemas de potencia aislados son particularmente vulnerables ante desequilibrios entre la potencia producida y consumida produciéndose grandes desviaciones en la frecuencia afectando a la seguridad del sistema. La principal

característica por la que estos sistemas son tan vulnerables es la pequeña constante de inercia debido al reducido número de generadores conectados.

Además, es cada vez mayor el uso de energía no convencional en los sistemas de potencia. Si el porcentaje de generación no convencional sigue en aumento, se puede concluir que, de no tomar medidas al respecto, la inercia de los sistemas de potencia disminuirá conllevando una mayor vulnerabilidad de los mismos.

A continuación se procederá a hacer más hincapié sobre el control usado para la interconexión SING-SIC del modelo propuesto.

### 3.3.- Control propuesto

#### 3.3.1.- Estrategia de control

Para controlar el flujo de potencia que circula por la línea del modelo propuesto se recurre a la siguiente expresión:

$$P_{out} = P_{out}^0 + \Delta P_{out} \quad (3.13)$$

En la que se definirá que

$$\Delta P_{out} = -K \frac{d\Delta f}{dt} \quad (3.14)$$

Para el caso objeto de este proyecto, se va a tener un control distinto para el SING y para el SIC, es decir, para el SING se va a tener, según la expresión (7.13):

$$P_n = P_n^0 + \Delta P \quad (3.15)$$

Y para el SIC se va a tener la siguiente expresión:

$$P_c = P_c^0 - \Delta P \quad (3.16)$$

### 3.3.2.- Magnitud utilizada como señal para el control

La frecuencia es una medida habitual, que es prácticamente igual para todo el sistema y accesible en cualquier punto del mismo. Esta magnitud representa muy bien el estado del sistema en cada instante y está íntimamente ligada al balance entre potencia consumida y demandada por lo que es una buena variable para el control de la interconexión SING-SIC.

Si bien, como se ha dicho, la frecuencia resulta muy conveniente como variable para el control, el incremento de potencia consumida puede plantear varios problemas. En primer lugar, no incluye información del desbalance de potencia, sólo tras los primeros instantes cuando hay un desequilibrio y aún no ha reaccionado la generación convencional ante éste, suponiendo que se parte del equilibrio, sería válida como medida del desequilibrio existente. Además, aun siendo una medida habitual, el consumo real no suele ser fácil de medir ya que suele estar distribuido entre distintos puntos del sistema y no hay un punto donde medir el consumo global de todo el sistema.

### 3.4.- Conexión y funcionamiento del control propuesto

En este apartado se expone la manera en la que el control comentado en el apartado anterior se ha implementado en el software DigSILENT PowerFactory.

#### 3.4.1.- Conexión del control propuesto

A continuación, se va a proceder a explicar la conexión del control propuesto en el modelo.

En la Figura 3.2 se puede observar el conexionado del control del modelo propuesto para la interconexión SING-SIC.

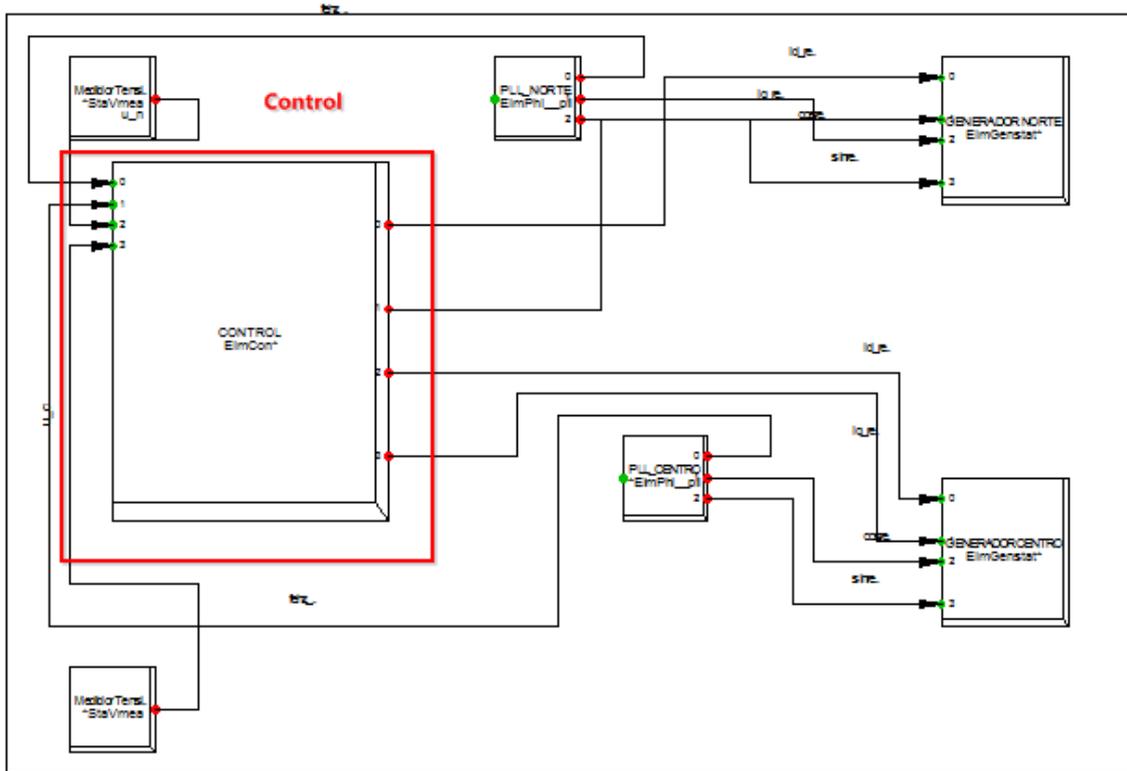


Figura 3.2: Conexión del control

Para explicar el funcionamiento del control que se ha propuesto, en primer lugar, se va a describir las entradas y salidas presentes en dicho control. En la siguiente tabla se recogen las distintas entradas y salidas del bloque control.

ENTRADAS		
VARIABLE	DEFINICIÓN	UNIDAD
fehz_n	Frecuencia procedente del PLL norte	Hz
fehz_c	Frecuencia procedente del PLL centro	Hz
u_n	Tensión medida en el terminal norte procedente del medidor de tensión norte	p.u.
u_c	Tensión medida en el terminal centro procedente del medidor de tensión centro	p.u.

Tabla 3.1: Entradas del controlador

SALIDAS		
VARIABLE	DEFINICIÓN	UNIDAD
id_n	Corriente en el eje d que se inyecta en el norte, es decir, entra al generador estático del norte como corriente de referencia	p.u.
iq_n	Corriente en el eje q que se inyecta en el norte, es decir, entra al generador estático del norte como corriente de referencia	p.u.
id_c	Corriente en el eje d que se inyecta en el centro, es decir, entra al generador estático del centro como corriente de referencia	p.u.
iq_c	Corriente en el eje q que se inyecta en el centro, es decir, entra al generador estático del centro como corriente de referencia	p.u.

Tabla 3.2: Salidas del controlador

Como se puede observar en las tablas anteriores (Tabla 3.1 y 3.2), las variables de entrada y salida del control son las mismas que funcionan como entradas y/o salidas de los bloques que se explicaron en apartados anteriores y que forman parte del conexionado del modelo. Notar que, como se comentó en apartados anteriores, el generador estático está funcionando en todo momento como una fuente de corriente, es decir, en cada terminal (norte o centro) se está inyectando una determinada corriente que es quien va a determinar el flujo de potencia que está circulando por la línea en cuestión (SING-SIC).

### 3.4.2.- Funcionamiento del control propuesto

A continuación, se va a llevar a cabo el funcionamiento de nuestro control para que ante pérdida de alguna unidad generadora o de carga en el SING un determinado momento ambos sistemas se estabilicen gracias a la interconexión HVDC SING-SIC.

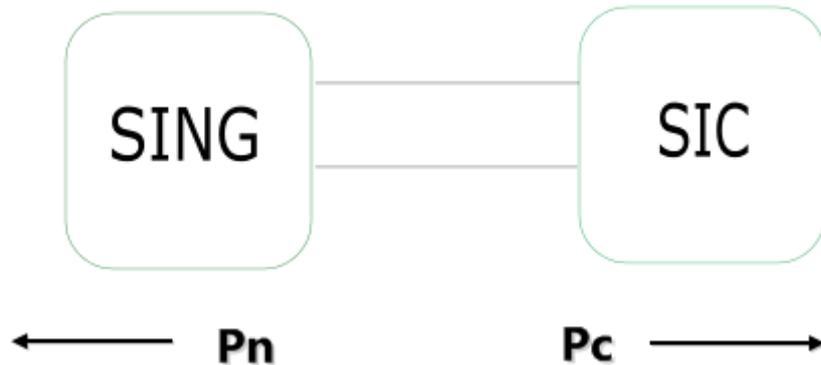


Figura 3.3: Modelo simplificado de la interconexión SING-SIC propuesta

Como se ha comentado, en el caso objeto de este proyecto, no se han considerado pérdidas en la línea de transmisión; por tanto, en todo momento ha de cumplir el siguiente balance de potencia

$$P_n = -P_c \quad (3.17)$$

Es decir, la potencia del SING ( $P_n$ ) debe ser igual a la potencia cambiada de signo del SIC ( $P_c$ ).

Por definición, la potencia se calcula de la siguiente manera,

$$P = i_d u_d + i_q u_q \quad (3.18)$$

Debido a la acción de los PLL, se puede decir que  $u_q = 0$ , por tanto, las expresiones de  $P_n$  y  $P_c$  se simplifican de la siguiente manera,

$$P_n^0 = u_n i_{dn} \quad (3.19)$$

$$P_c^0 = u_c i_{dc} \quad (3.20)$$

Por tanto, ante una variación en el sistema, se debe seguir cumpliendo la siguiente expresión,

$$P_n^{nueva} = -P_c^{nueva} \quad (3.21)$$

En este caso, la perturbación de potencia se va a dar en el SING, por tanto, la variación de potencia va a coincidir con la variación de potencia del norte, es decir,

$$\Delta P = \Delta P_n \quad (3.22)$$

Y teniendo en cuenta la expresión (3.21) se puede decir que para que se cumpla el balance de potencia entre el SING y el SIC se deben cumplir las siguientes expresiones,

$$P_n = P_n^0 + \Delta P \quad (3.23)$$

$$P_c = P_c^0 - \Delta P \quad (3.24)$$

Para ser más precisos, vamos a incluir en la expresión de  $\Delta P$  un término derivativo que va a seguir la siguiente ley,

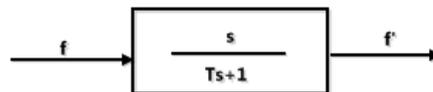


Figura 3.4: Diagrama de bloques del término derivativo de  $\Delta P$

Quedándonos por tanto, la siguiente expresión en función de la variación de la frecuencia

$$\Delta P = K_p \Delta f - K_d \frac{df}{dt} \quad (3.25)$$

Esta expresión es la que va a servir para determinar el comportamiento de nuestro sistema ante variaciones en la frecuencia producto de los diferentes

escenarios al que se va a someter el SING y que se explican con más detenimiento en el Capítulo 4.

NOTA: A continuación, se observa el código que se ha empleado para programar el control expuesto anteriormente en el software DigSILENT PowerFactory.

```
inc(p_n0)=u_n*id_n
```

```
inc(p_c0)=u_c*id_c
```

```
inc(id_n0)=id_n
```

```
inc(iq_n0)=iq_n
```

```
inc(id_c0)=id_c
```

```
inc(iq_c0)=iq_c
```

```
inc(f_0)=fehz_n
```

```
inc(fp)=fehz_n
```

```
inc(df)=0
```

```
fp.=(1/0.5)*(fehz_n-fp)
```

```
df=(1/0.5)*(fehz_n-fp)
```

```
delta_f=f_0-fehz_n
```

```
delta_p= K_p*delta_f-K_d*df
```

```
! CONTROL NORTE
```

```
p_n=p_n0+delta_p
```

```
id_n=p_n/u_n
```

```
iq_n=iq_n0
```

```
! CONTROL CENTRAL
```

```
p_c=p_c0-delta_p
```

```
id_c=p_c/u_c
```

```
iq_c=iq_c0
```

## Capítulo 4.- Simulaciones

En este capítulo se van a estudiar las distintas simulaciones con el software DigSILENT PowerFactory para el modelo planteado del SING y el SIC.

### 4.1.- Comportamiento del sistema ante perturbaciones en la potencia

Para mostrar el comportamiento del sistema se han simulado cinco escenarios; dichos escenarios se comentan a continuación:

- Escenario 1: Se ha programado una pérdida de carga con  $P_{loss_c} = 300$  MW y  $Q_{loss_c} = 10$  Mvar en el SING en el instante  $t=0,2$  s y  $K_p=0$  y  $K_d=0$  de la expresión (3.25).
- Escenario 2: Se ha programado una pérdida de carga con  $P_{loss_c} = 300$  MW y  $Q_{loss_c} = 10$  Mvar en el SING en el instante  $t=0.2$  s para distintos valores de  $K_p$  y  $K_d$  de la expresión (3.25).

Escenario 3: Se ha programado una pérdida de generación en el SING, es decir, una central generadora ha dejado de funcionar en un determinado instante  $t=0.2$  s. Las características de dicha pérdida en generación son las siguientes,  $P_{loss_g} = 160$  MW y  $K_p=0$  y  $K_d=0$  de la expresión (3.25).

- **Escenario 4:** Se ha programado una pérdida de generación en el SING, es decir, una central generadora ha dejado de funcionar en un determinado instante  $t=0.2$  s. Las características de dicha pérdida en generación son las siguientes,  $P_{loss\_g} = 160$  MW con distintos valores de  $K_p$  y  $K_d$  de la expresión (3.25).
- **Escenario 5:** Caso extremo, donde toda la generación del SING se perderá

Los Escenarios 1 y 2 se llevarán a cabo de manera independiente a los Escenarios 3 y 4, es decir, cuando se desconecta la carga de los Escenarios 1 y 2 todas las unidades generadoras están funcionando en el SING en condiciones normales; y cuando se pierde la unidad generadora del SING correspondiente a los Escenarios 3 y 4 no existirá ningún tipo de pérdida de carga forzada en el SING.

En la siguiente figura se puede contemplar donde se sitúan exactamente la carga que va a simular el Escenario 1 y 2 y la unidad generadora que se encargará de simular el Escenario 3 y 4.

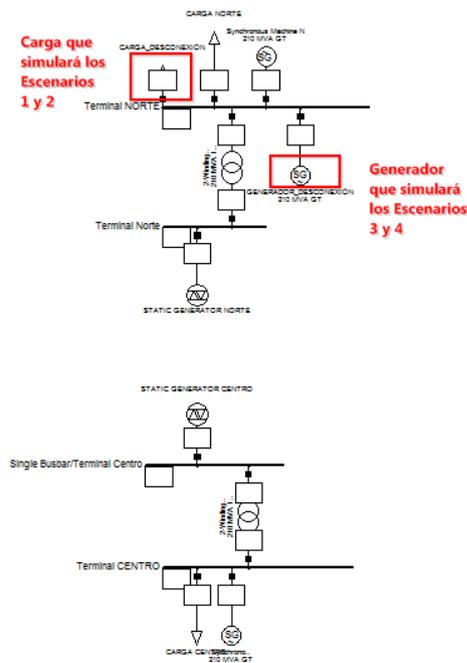


Figura 4.1: Carga y unidad generadora de cada Escenario simulado

## 4.2.- Resultado de las simulaciones

A continuación se muestran los resultados que se han obtenido en las simulaciones para cada uno de los escenarios mencionados anteriormente.

### 4.2.1.- Simulación del Escenario 1

Para este caso, tenemos la siguiente representación de la frecuencia en el SING y en el SIC que se aprecia en la siguiente figura

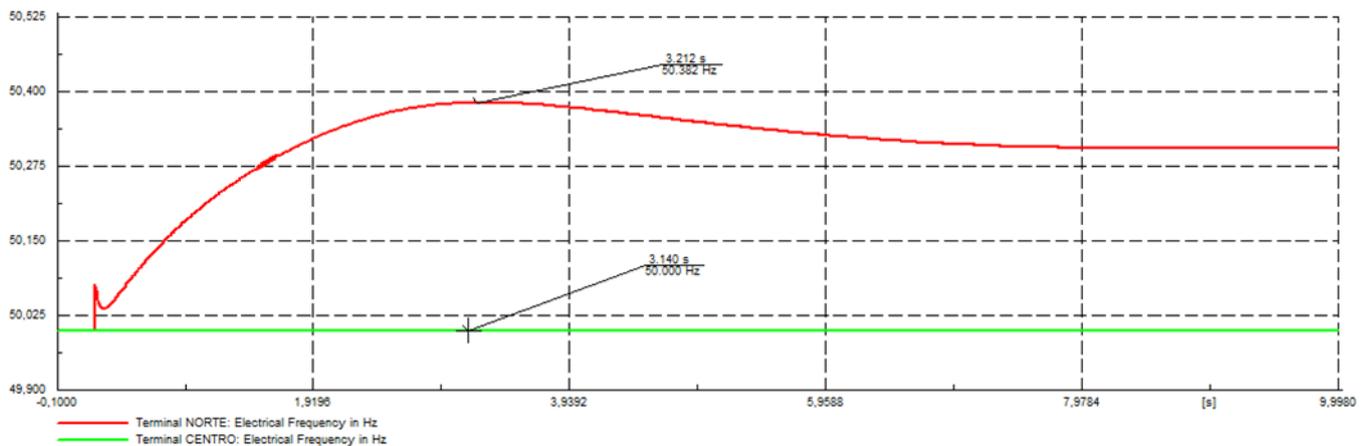


Figura 4.2: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 1

En este caso, se puede observar que al ser  $K_p=0$  y  $K_d=0$ , el control no está actuando, y la frecuencia en el SING alcanza un valor máximo de  $f_{max}^{SING} = 50,382$  Hz mientras que la frecuencia en el SIC no se altera, al estar el sistema como si permaneciera aislado ya que el control no está funcionando.

Con respecto a la potencia de cada sistema, se puede apreciar la siguiente representación recogida en la siguiente figura,

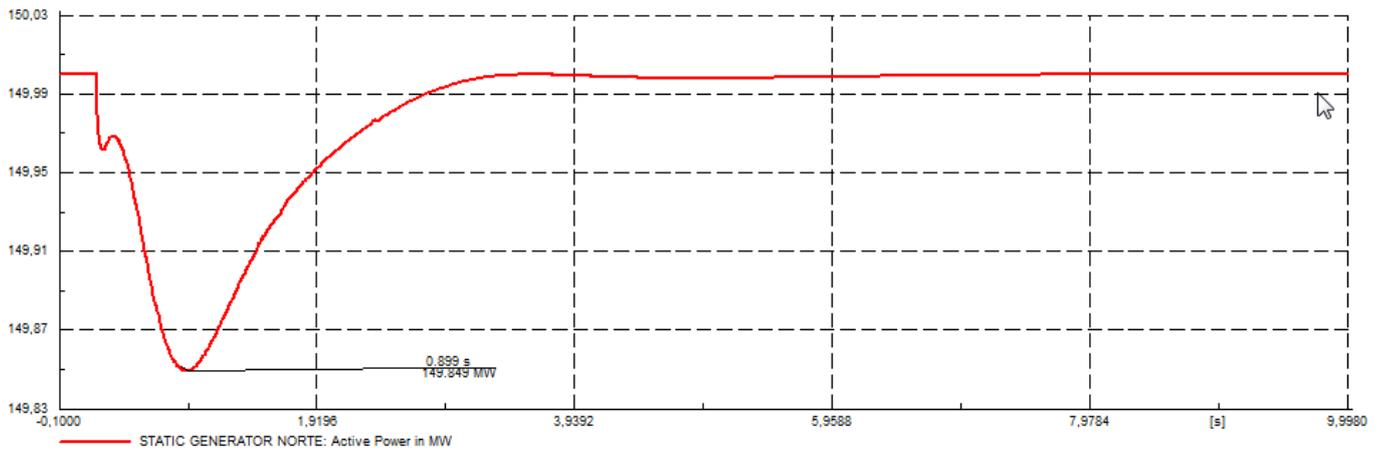


Figura 4.3: Potencia en el SING para el Escenario 1

Como se puede observar, al haberse perdido carga en el SING, la potencia de este sistema cae hasta  $P_{SINGMAX} = 149,849$  MW debido a la regulación primaria de los generadores mientras que en el SIC permanece constante tal y como se muestra en la siguiente figura,

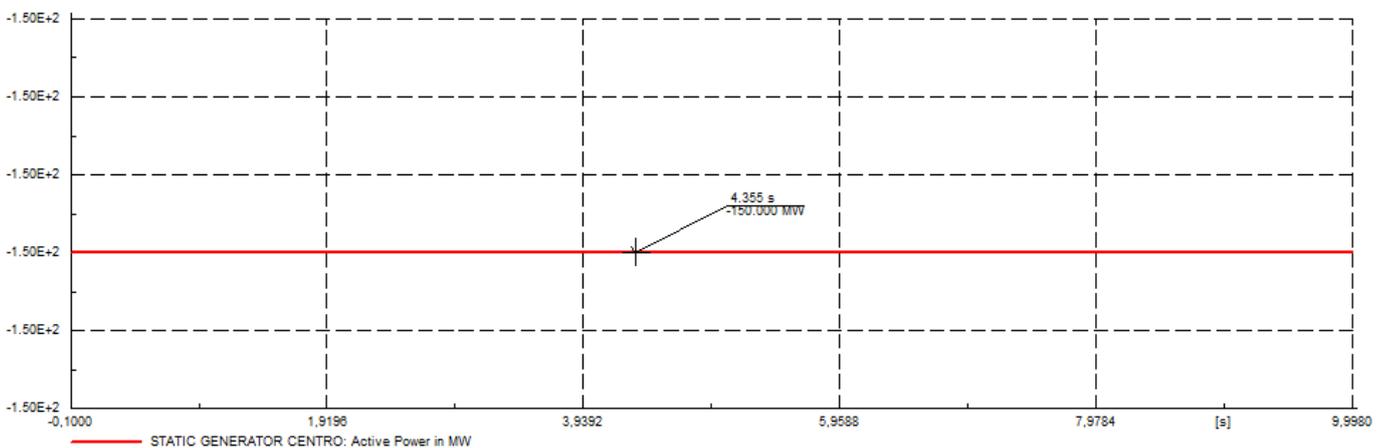


Figura 4.4: Potencia en el SIC para el Escenario 1

Como comentamos anteriormente, al no estar en funcionamiento el control, el SIC no se entera de las perturbaciones que están ocurriendo en el SING.

#### 4.2.2.- Simulación del Escenario 2

En primer lugar, se va a asignar un valor de  $K_p=20$  y  $K_d=0$  al control; el resultado se muestra en la siguiente gráfica

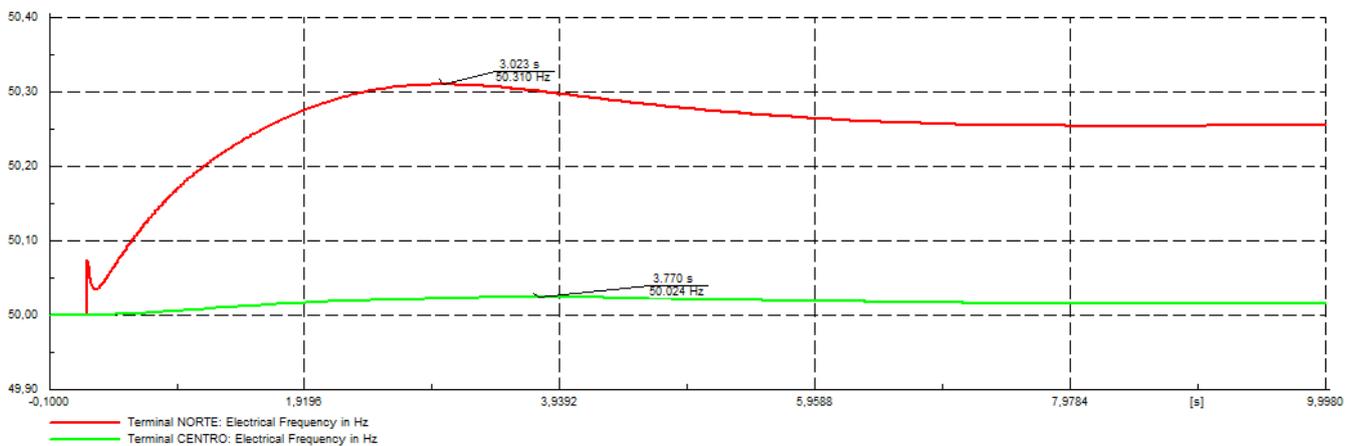


Figura 4.5: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 2 con  $K_p=20$  y  $K_d=0$

Como se puede observar, se obtiene un valor máximo de frecuencia en el SING  $f_{max}^{SING} = 50,310$  Hz y  $f_{max}^{SIC} = 50,024$  Hz. Notar que el valor máximo de la frecuencia en el SING ha disminuido un poco con respecto al del Escenario 1, mientras que la frecuencia en el SIC ya no permanece constante como en el caso anterior debido a que se ha puesto en funcionamiento el control.

Con respecto a la potencia de cada sistema para esta situación se tiene lo siguiente.

Para el SING, la potencia correspondiente a este caso se puede observar en la siguiente figura,

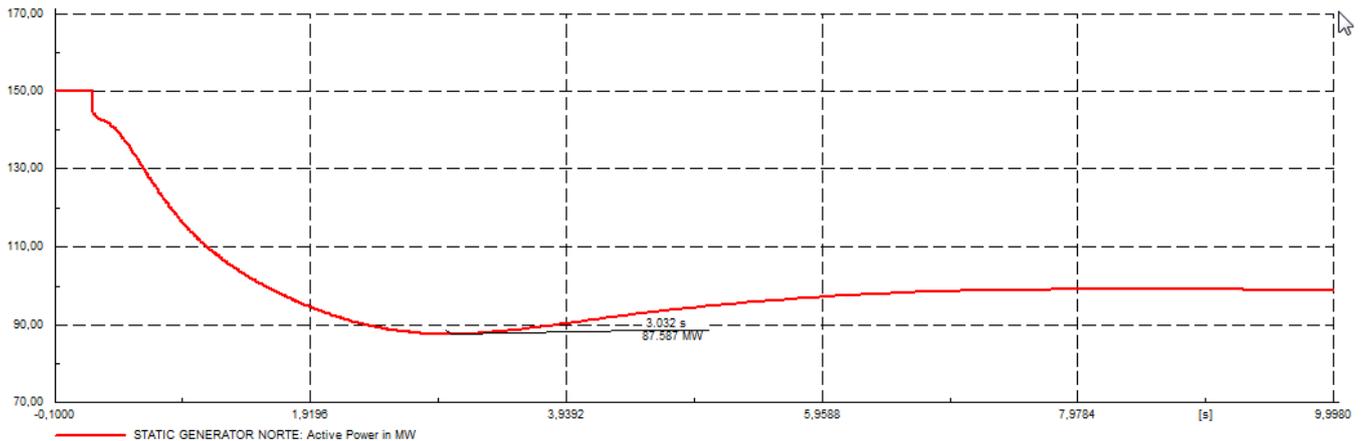


Figura 4.6: Potencia en el SING para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=0$  del Escenario 2

Como se puede observar, al haberse perdido carga en el SING, la potencia de este sistema cae hasta  $P_{SINGMAX} = 87,585$  MW. Notar que la potencia en el SING en este caso, cae menos que en el Escenario 1.

Para el SIC se puede observar la siguiente figura en la que se recoge la potencia correspondiente a este caso de simulación,

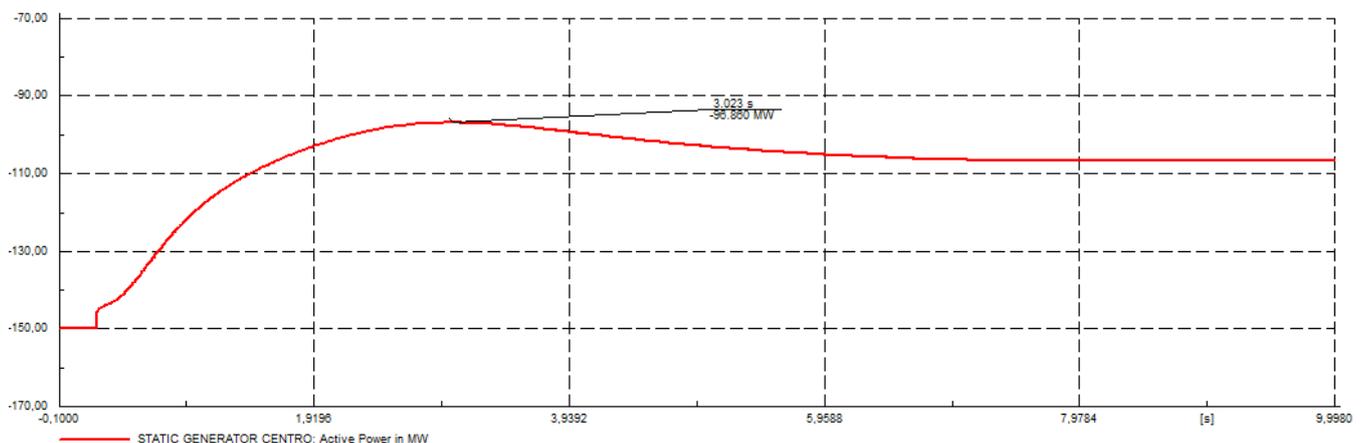


Figura 4.7: Potencia en el SIC para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=0$  del Escenario 2

En este caso,  $P_{SICMAX} = -96,860$  MW, es decir, el SIC está apoyando al SING tras la pérdida de carga.

En segundo lugar, vamos a realizar una simulación con  $K_p=20$  y  $K_d=20$  la cual se puede observar en la siguiente gráfica,

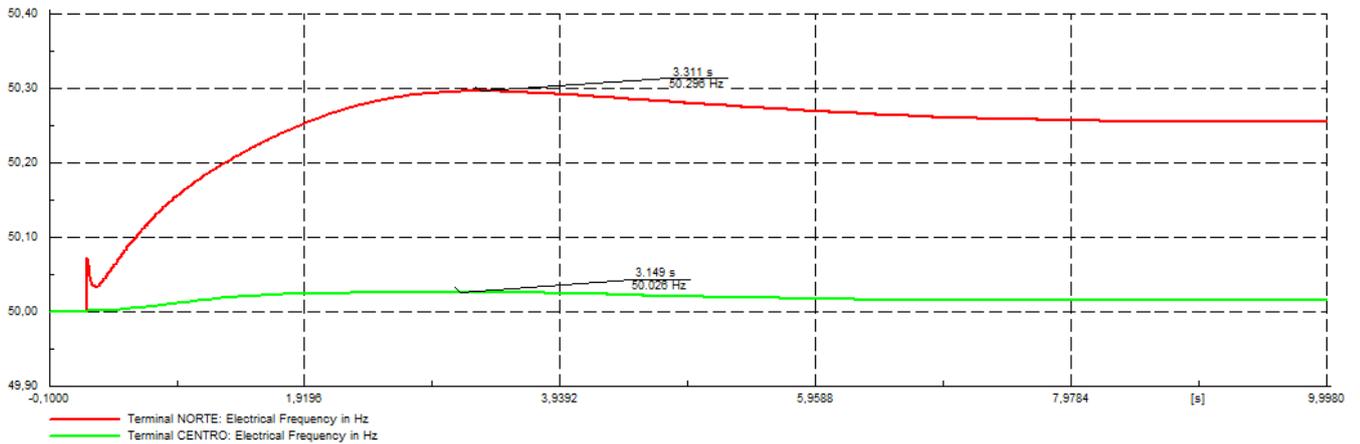


Figura 4.8: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 2 con  $K_p=20$  y  $K_d=20$

Para este caso, se tiene que  $f_{max}^{SING} = 50,296$  Hz y  $f_{max}^{SIC} = 50,026$  Hz; como se puede apreciar, la variación de frecuencia es menor que en el caso anterior donde se tenía  $K_p=20$  y  $K_d=0$ ; esto es debido a que ha entrado el juego el término derivativo de  $\Delta P$ .

Las potencias correspondientes al SING y SIC para este caso, se recogen en las siguientes figuras,

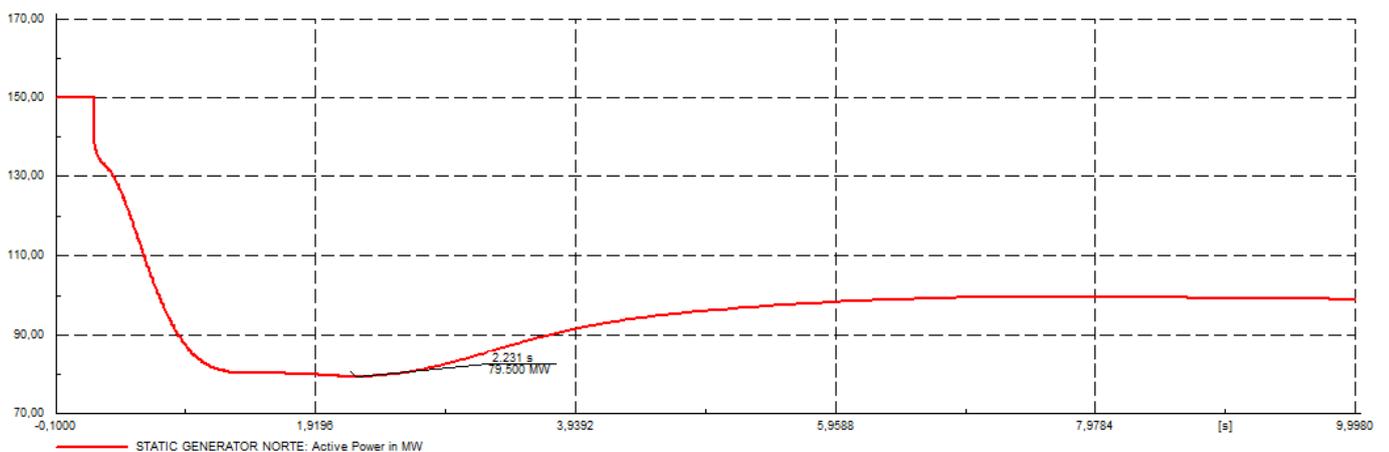


Figura 4.9: Potencia en el SING para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$  del Escenario 2

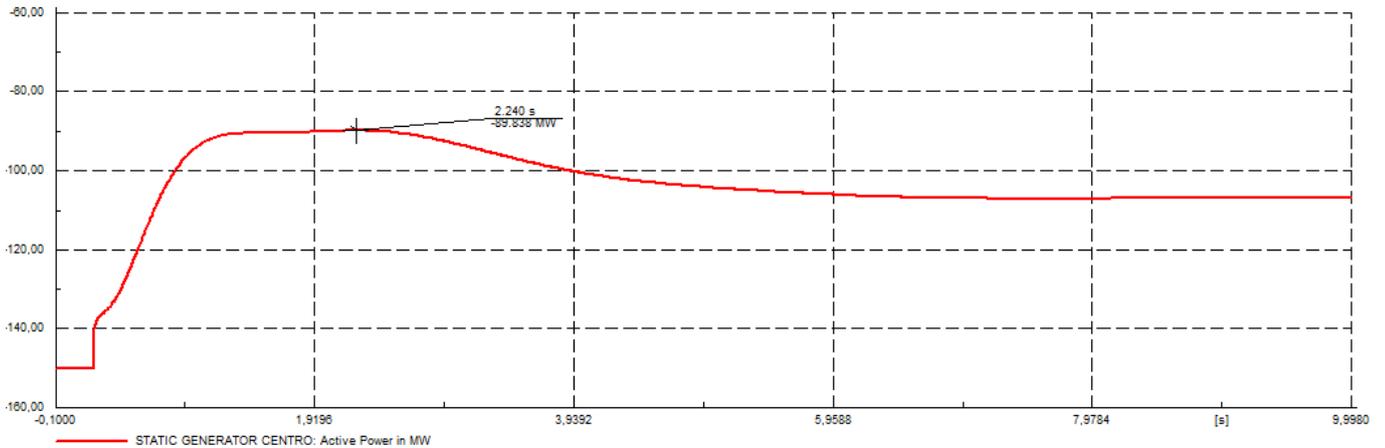


Figura 4.10: Potencia en el SIC para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$  del Escenario 2

Como se observa, en este caso  $P_{SINGMAX} = 79,500$  MW y  $P_{SICMAX} = -89,838$  MW

#### 4.2.3.- Simulación del Escenario 3

En este caso, se va a tener una pérdida de generación en el SING y se va a considerar que  $K_p=0$  y  $K_d=0$ . En la siguiente figura, se muestra como varía la frecuencia en el SING y el SIC en este caso concreto,

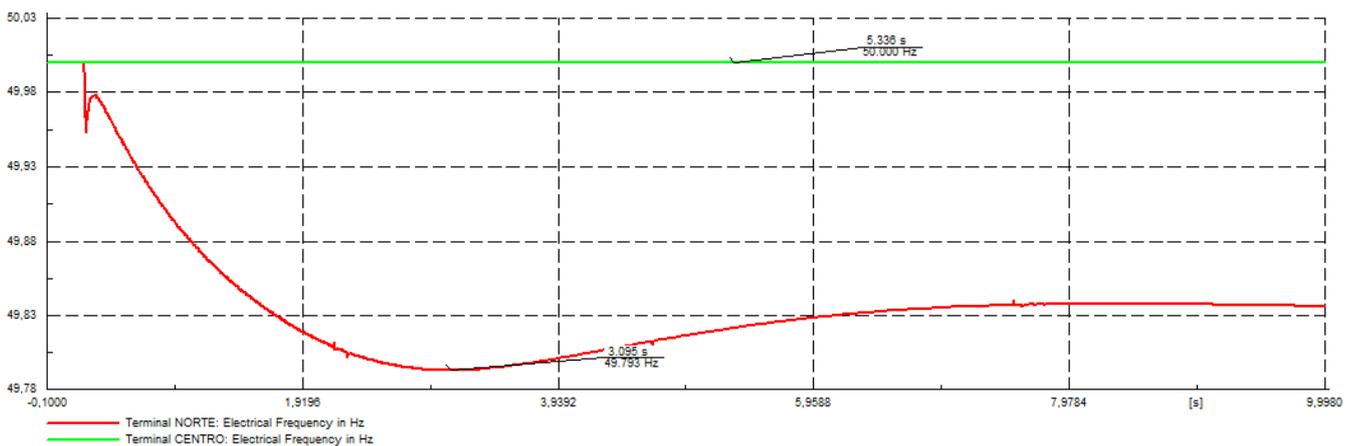


Figura 4.11: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 3 con  $K_p=0$  y  $K_d=0$

En este caso, tenemos que  $f_{max}^{SING} = 49,793$  Hz mientras que la frecuencia en el SIC no varía ya que en este caso el control no está funcionando y es como si ambos sistemas estuvieran aislados.

Con respecto a las potencias para el Escenario 3 se va a tener lo siguiente,

Para el SING se puede apreciar en la siguiente como varía la potencia cuando  $K_p=0$  y  $K_d=0$ .

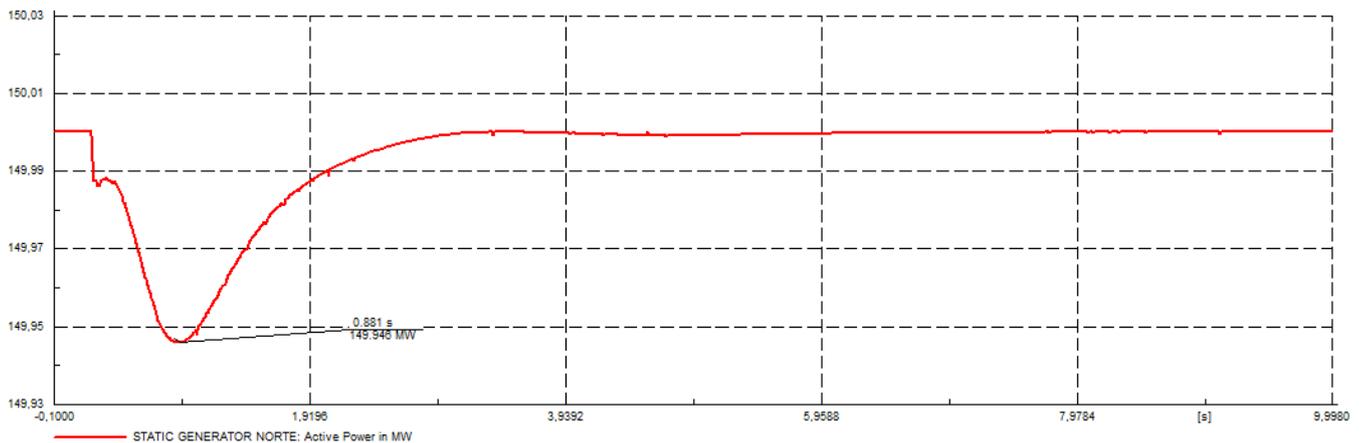


Figura 4.12: Potencia en el SING para el caso  $K_p=0$  y  $K_d=0$  del Escenario 3

En este caso, la potencia máxima que se alcanza en el SING es  $P_{SINGMAX} = 149,946$  MW y  $P_{SICMAX} = -150$  MW que se muestra invariante debido a que el control no se halla en funcionamiento.

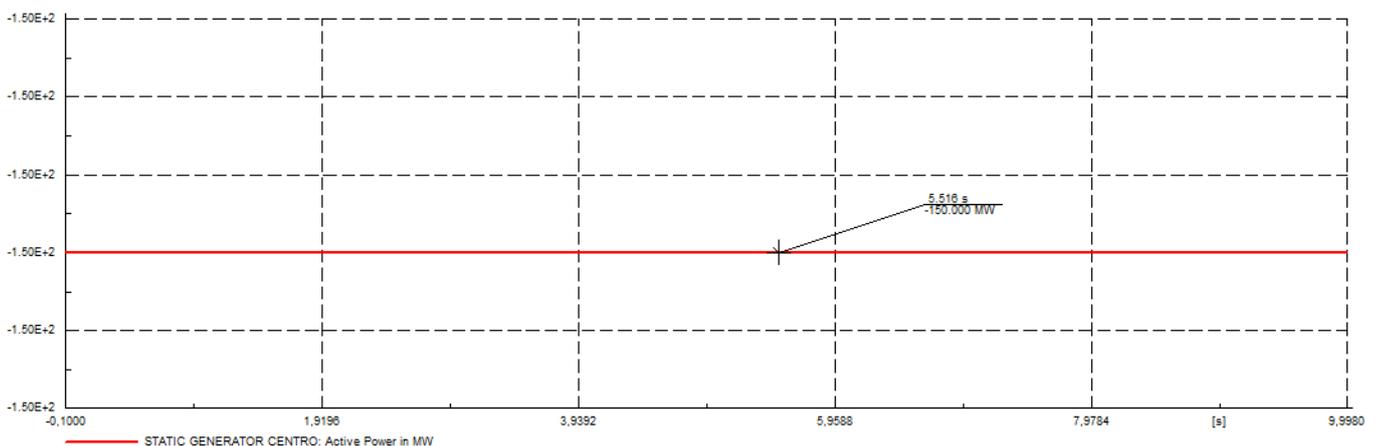


Figura 4.13: Potencia en el SIC para el caso  $K_p=0$  y  $K_d=0$  del Escenario 3

#### 4.2.4.- Simulación del Escenario 4

En primer lugar, se va a simular la pérdida de generación en el SING con  $K_p=20$  y  $K_d=0$  tal y como se muestra en la siguiente figura,

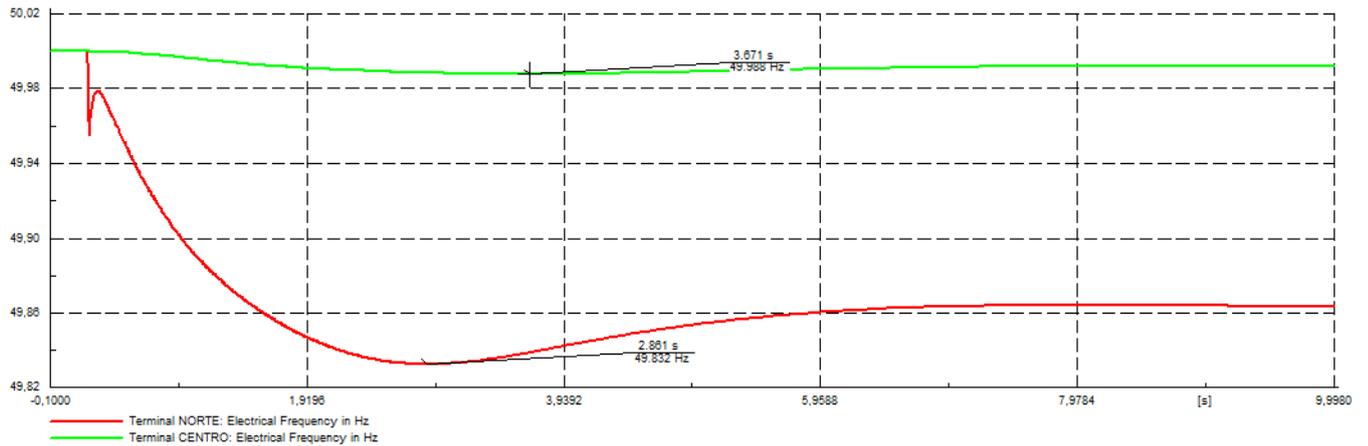


Figura 4.14: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 4 con  $K_p=20$  y  $K_d=0$

Se puede observar que  $f_{max}^{SING} = 49,832 \text{ Hz}$  y  $f_{max}^{SIC} = 49,988 \text{ Hz}$ , por tanto, se puede comprobar que en este caso la frecuencia cae menos que en el caso anterior donde el controlador no estaba funcionando.

Con respecto a la potencia en el SING se va a tener lo siguiente,

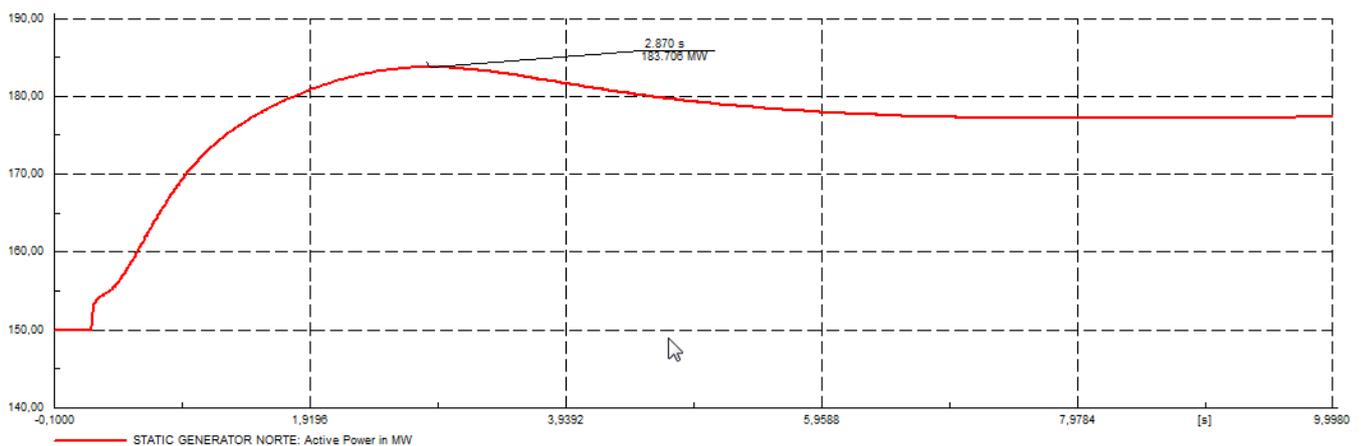


Figura 4.15: Potencia en el SING para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=0$  del Escenario 4

Donde se aprecia que  $P_{SINGMAX} = 183,706$  MW y donde, como se puede observar en la Figura 4.16,  $P_{SICMAX} = -177,777$  MW.

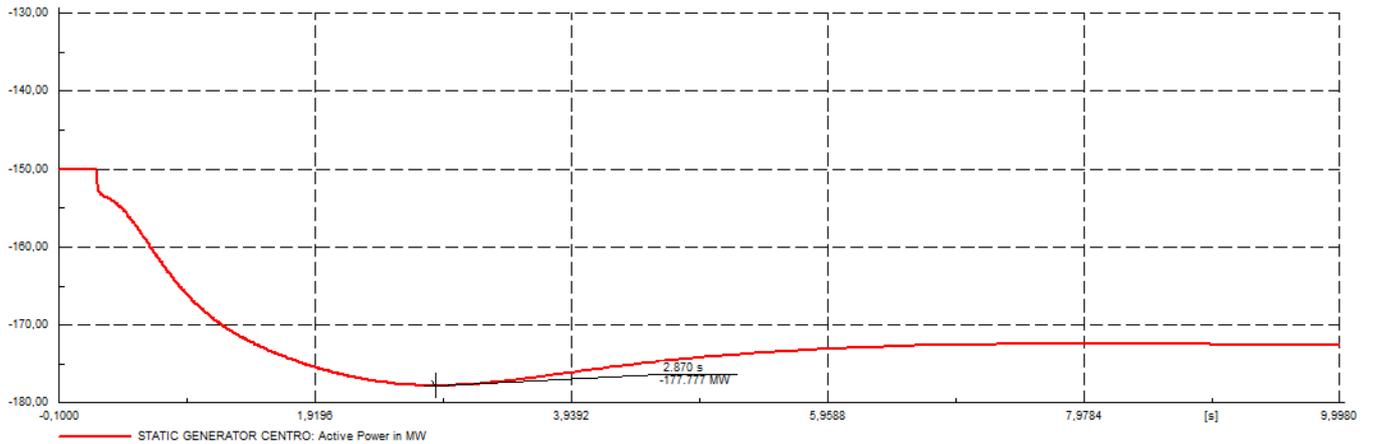


Figura 4.16: Potencia en el SIC para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=0$  del Escenario 4

En segundo lugar, se van a dar los siguientes valores a  $K_p$  y  $K_d$ ; estos valores van a ser  $K_p=20$  y  $K_d=20$ , y los resultados se muestran en las siguientes figuras,

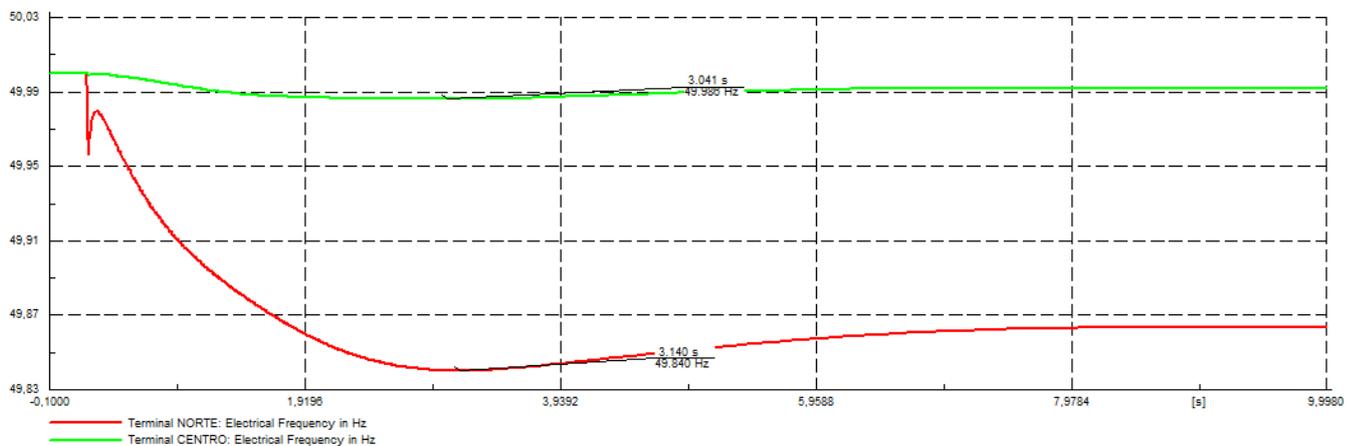


Figura 4.17: Frecuencia correspondiente a la Simulación del Escenario 4 con  $K_p=20$  y  $K_d=20$

En este caso,  $f_{max}^{SING} = 49,840$  Hz y  $f_{max}^{SIC} = 49,986$  Hz y, por tanto, vemos como se mejora la frecuencia, es decir, se reduce su valor de caída con respecto al caso  $K_p=K_d=0$  donde el controlador no estaba en funcionamiento, y también se mejora con respecto al caso de  $K_p=20$  y  $K_d=0$  ya que ha entrado en juego el término derivativo.

Haciendo referencia a los términos correspondientes a las potencias para este caso, se pueden observar las siguientes figuras,

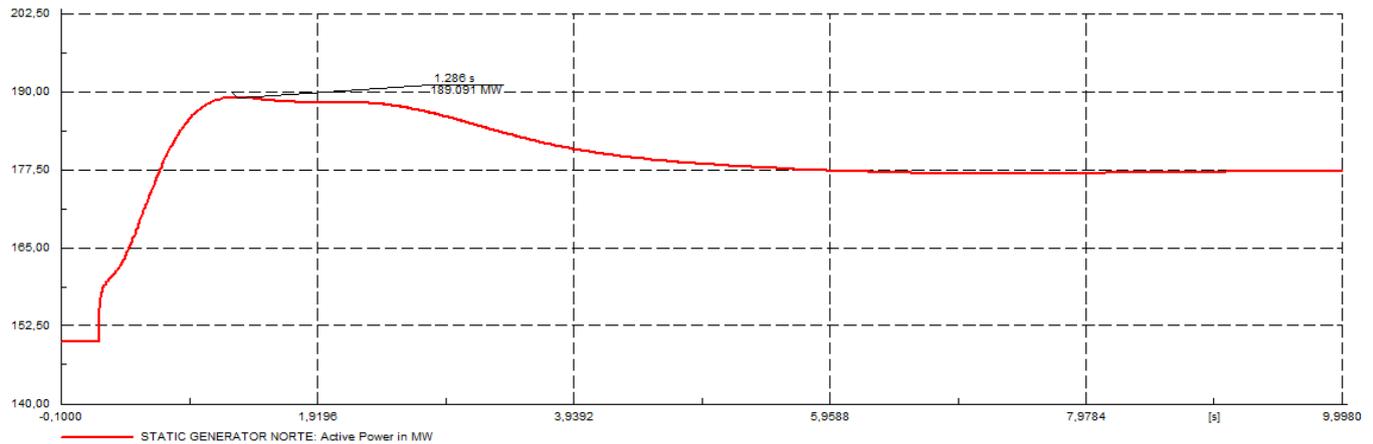


Figura 4.18: Potencia en el SING para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$  del Escenario 4

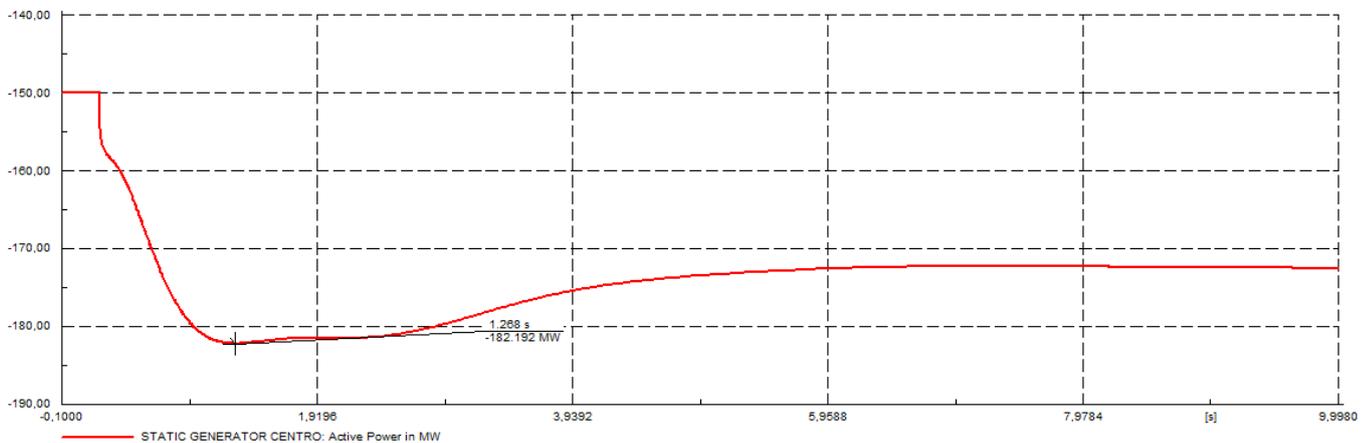


Figura 4.19: Potencia en el SIC para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$  del Escenario 4

Como se aprecia en las figuras 4.18 y 4.19, el valor de la potencia para el SING y para el SIC es  $P_{SINGMAX} = 189,091$  MW y  $P_{SICMAX} = -182,192$  MW.

#### 4.2.5.- Simulación del Escenario 5

En este caso, se va a recurrir al caso extremo, en el que para un determinado instante, toda la generación en el SING (2000 MW) se va a perder.

Para este escenario, el resultado de las simulaciones se muestra en las siguientes figuras.

En primer lugar, se va a ver cómo responde la tensión. en el terminal norte, según se puede apreciar en la siguiente gráfica, para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$

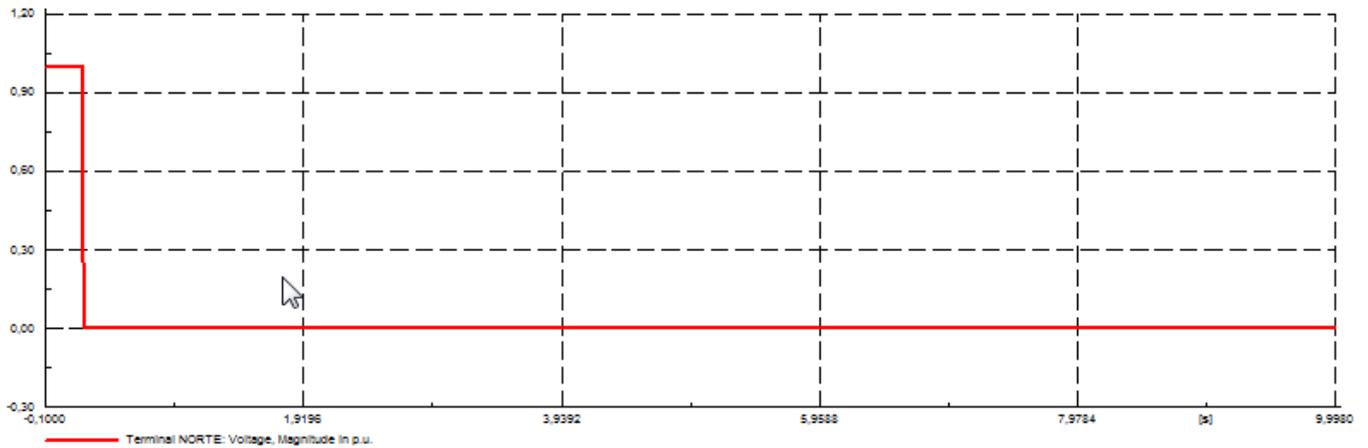


Figura 4.20: Tensión en p.u. del terminal SING en el Escenario 5 para el caso  $K_p=20$  y  $K_d=20$

Donde se puede apreciar que la tensión parte de 1 p.u. y en el momento de la desconexión de la generación cae hasta el valor nulo.

Para el caso de la frecuencia del sistema, se puede apreciar la siguiente figura,

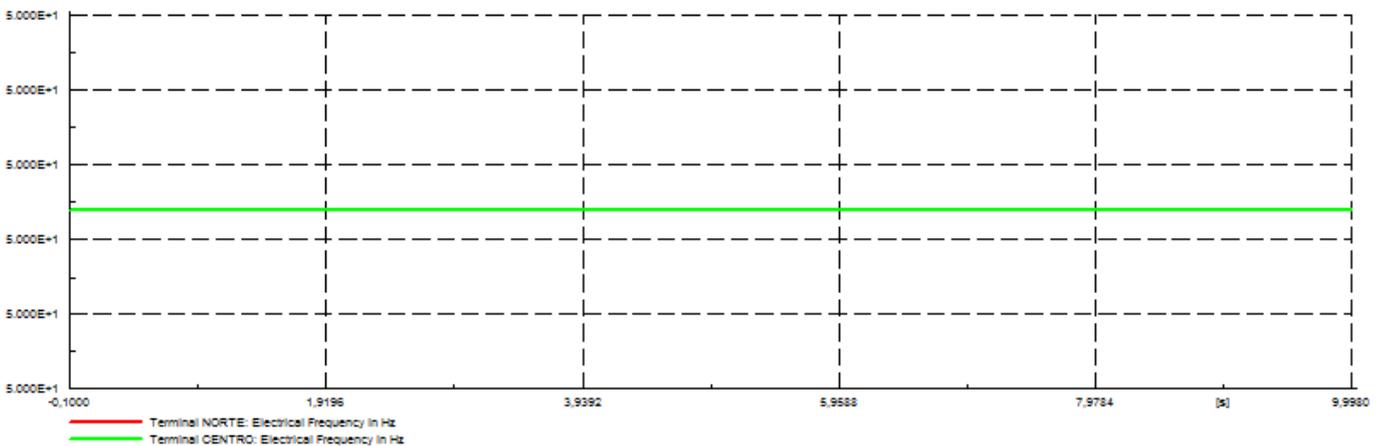


Figura 4.21: Frecuencia del para el Escenario 5 con  $K_d=20$  y  $K_p=20$

Notar que en este caso, la frecuencia del SIC permanece invariante en 50 Hz, debido a que para este escenario, el SING ha perdido toda su generación, y al estar ambos sistemas SING-SIC interconectados mediante HVDC, el SIC no va a intercambiar potencia con el SING, porque podría quedar dañado. Es aquí donde se puede apreciar

la principal ventaja de la interconexión en HVDC, y es que, como podemos comprobar, se limita el flujo de potencia.

Con respecto al valor de la potencia en el SING y SIC, se pueden observar las siguientes figuras,

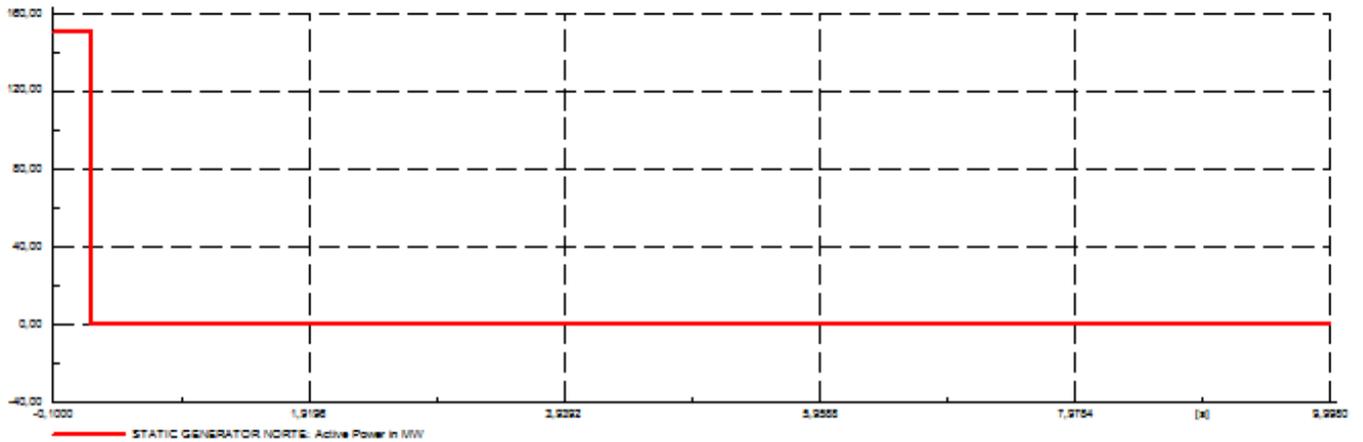


Figura 4.22: Potencia en el SING para el Escenario 5 con  $K_p=K_d=20$

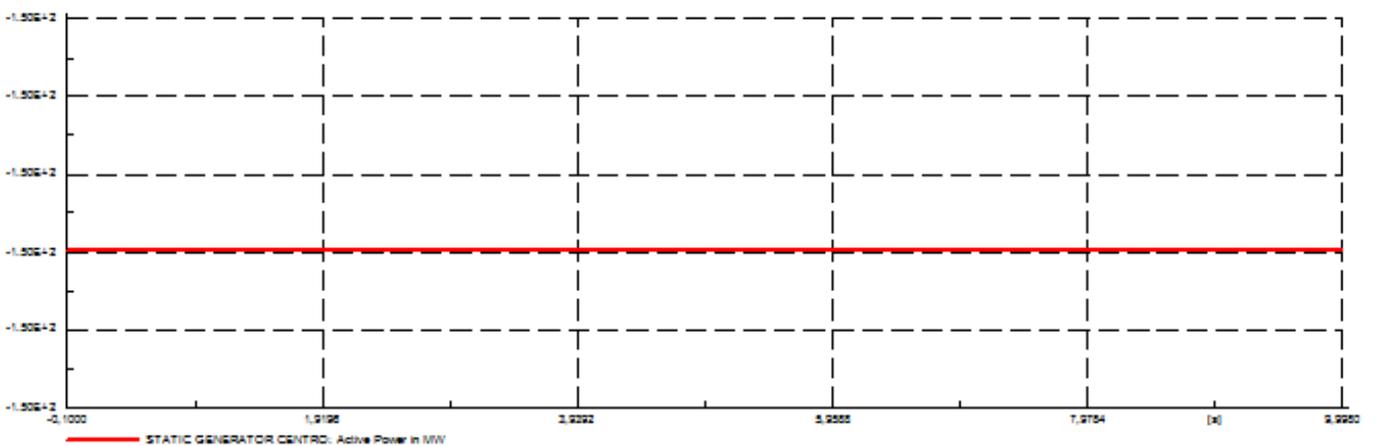


Figura 4.23: Potencia en el SIC para el Escenario 5 con  $K_p=K_d=20$

Nuevamente, se puede apreciar cómo la potencia en el SIC no varía ante la pérdida de generación del SING para este Escenario.

En la siguiente tabla, se resumen los datos obtenidos en base a las distintas simulaciones realizadas,

Escenario		$P_{SINGMAX}$	$P_{SICMAX}$	$f_{MAX}^{SING}$	$f_{MAX}^{SIC}$
1		149,849	-150,000	50,382	50,000
2	Kp=20;Kd=0	87,585	-96,860	50,310	50,024
	Kp=20;Kd=20	79,500	-89,838	50,296	50,026
3	Kp=0;Kd=0	149,946	-150,000	49,793	50,000
4	Kp=20;Kd=0	183,706	-177,777	49,832	49,988
	Kp=20;Kd=20	189,091	-182,192	49,840	49,986
5					

Tabla 4.1: Resultado numérico de las simulaciones realizadas

## Capítulo 5.- Conclusiones

En este proyecto de fin de carrera se ha querido demostrar la posible interconexión en HVDC entre dos sistemas eléctricos actualmente aislados, como son el norte y centro de Chile. El principio del trabajo consistió en obtener toda la información posible de la situación actual del sistema eléctrico de Chile, tanto en generación, consumo, tipos de centrales existentes, así como las futuras ampliaciones en consumo y generación que el país va a tener que soportar.

Seguidamente, tras haber realizado el estudio de la red chilena, se procedió a analizar la manera en la que se iba a modelar el sistema; llegándose a la conclusión del uso del modelo propuesto en este trabajo para poder simular dicha interconexión.

Una vez que se propuso el modelo del SING y el SIC interconectados, se llevó a cabo una idea de control, basándose únicamente en un balance de potencias entre el SING y el SIC; ya que para el caso que nos ocupa, se han despreciado las pérdidas en la línea HVDC.

Para las correspondientes simulaciones, se llevaron a cabo cinco escenarios posibles en los que se perdía carga o generación en el SING. Para dichos escenarios se demostró cómo el control propuesto hacía que, variando los correspondientes parámetros  $K_p$  y  $K_d$ , la frecuencia aumentara menos (caso de pérdida de carga) o disminuyera menos (caso de pérdida de generación) y cómo finalmente frecuencia y potencia se estabilizaran tras haber llevado a cabo las perturbaciones de pérdida de

carga y generación en el SING. Para el Escenario 5 se hicieron diversas simulaciones variando el valor de los parámetros  $K_p$  y  $K_d$  pero todas ellas llevaban al mismo resultado que el mostrado en el apartado anterior.

Los resultados demuestran, por tanto, la eficacia de una posible interconexión SING-SIC en HVDC al ver cómo ante pérdidas de carga y generación en el SING, el sistema central es capaz de apoyar al sistema norte.



## Bibliografía

- [1] J.M. Mauricio. Tesis Doctoral. Control de Convertidores en Fuente de Tensión y Sistemas de Potencia con Generación Renovable. Sevilla, Febrero de 2009.
- [2] R. Lliuyacc. Proyecto Fin de Máster. Sintonización de un Controlador PID usando Particle Swarm Optimization para el AGC de un Sistema Eléctrico Multiárea. Sevilla, Agosto de 2014.
- [3] J.R. Gordillo Jiménez-Castellanos. Proyecto Fin de Carrera. Modelado, Control y Simulación de Parques Eólicos para contribuir a la Regulación de la Frecuencia. Sevilla, Junio de 2011.
- [4] P. Kundur. Power System Stability and Control. McGraw-Hill, Inc, New York, USA, 1993.
- [5] A. Abur, F.L. Alvarado, C. Álvarez Bel, C. Cañizares, J. Cidrás Pidre, A.J. Conejo Navarro, A. Fernández Otero, F. Galiana García, J. García Mayordomo, A. Gómez Expósito, J.L. Martínez Ramos, J.A. Martínez Velasco, J.F. Miñambres Argüelles, J.I. Pérez Arriaga, V.H. Quintana, M. Rivier Abbad, L. Rouco Rodríguez, J. Usaola García. Análisis y Operación de Sistemas de Energía Eléctrica. McGraw-Hill, Madrid, España, 2002.
- [6] S. Weigel. DlgSILENT Technical Documentation. Static Generator. DlgSILENT GmbH, Germany, 2009.
- [7] M. Martínez. DlgSILENT Technical Documentation. Phase Measurement Device. DlgSILENT GmbH, Germany, 2011.
- [8] S. Weigel. DlgSILENT Technical Documentation. Voltage Measurement. DlgSILENT GmbH, Germany, 2011.
- [9] Comisión Nacional de Energía, J. Bustos Salvagno. Informe Final. Impacto Económico y Social de la Interconexión SING-SIC. Gobierno de Chile. Chile, Junio de 2013.



[10] Comisión Nacional de Energía, Mercados Energéticos Consultores. Análisis Técnico y Económico de una Interconexión SING-SIC. Chile, Marzo de 2012.

[11] Kas Ingeniería. Informe Final preparado para Comisión Nacional de Energía. Análisis de Necesidades de Expansión del Sistema Troncal SING y SIC. Chile. Diciembre de 2012.

[12] [www.cedec-sic.cl](http://www.cedec-sic.cl)

[13] [www.cedec-sing.cl](http://www.cedec-sing.cl)