



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Modelado y simulación de
Sistemas Eléctricos de Potencia
incorporando enlaces VSC-HVDC
para estudios de control de
frecuencia**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A

José Gerardo Canizal Osuna

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Luis Miguel Castro González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2022

Agradecimientos

Quiero agradecer a mi madre **Rosario Osuna** que gracias a su apoyo, amor y sabiduría me han motivado a ser una mejor persona y a perseguir mis sueños día con día. Esta tesis se la dedico a la memoria de mi padre el **Dr. Gerardo Canizal**, cuyos recuerdos me impulsan a perseguir grandes metas personales y profesionales, te extraño cada día y me hubiera gustado que leyeras esto.

Agradezco de sobremanera al **Dr. Luis Miguel Castro**, cuya forma de enseñar me mostró el camino que quería seguir profesionalmente, le doy las gracias por transmitirme todo el conocimiento y soporte que me ha brindado en la persecución de mi título universitario y espero que siga siendo mi mentor en mis estudios de posgrado.

Doy gracias a mi novia **Camila Vargas** que, con su amor y apoyo durante todo el proceso de investigación y trabajo, me brindó de su cariño y me permitió superar los obstáculos que se me han presentado, gracias por estar a mi lado.

A mi tío, el **Dr. Pablo Schabes-Retchkiman**, por los consejos, apoyo y al ser un ejemplo de un gran investigador, gracias por la motivación para entrar a la UNAM y convertirme en la persona que soy.

Reconozco el apoyo que me han brindado mis amigos **José Gallegos, Andrea Enciso, Carlos Huerta, Pablo Alcalde, Alejandro Posadas, Daniel Ortiz, Javier Enríquez, Enrique Segrera, Carlos Ayora, Adriana De Orduña, Ezequiel Azcárate** y **Carlos Aquino**, doy gracias por su amistad y por los momentos que hemos pasado juntos.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) y a la Facultad de Ingeniería (FI), por brindarme la oportunidad de enriquecer mis conocimientos, ayudarme a formar mi camino profesional y por brindarme los retos que me ayudaron a estar donde estoy.

Resumen

La constante evolución de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), el aumento de las necesidades energéticas globales y la posibilidad de sufrir la desconexión de uno o más elementos debido a fallas que se traducen en oscilaciones en la frecuencia eléctrica, ha motivado la necesidad de renovación de los sistemas de transmisión. Un ejemplo de lo anterior son los enlaces HVDC (alto voltaje en corriente directa) basados en convertidores VSC (fuentes de voltaje conmutadas) que, entre muchas ventajas, se encuentra el amortiguamiento de las oscilaciones de la frecuencia en las redes de CA. La planificación de estrategias para contrarrestar las perturbaciones que puedan suceder en los SEP requiere que los analistas elaboren estudios de regulación de frecuencia, mismos que al integrar enlaces VSC-HVDC, aumentan de complejidad, tamaño y recursos computacionales.

El propósito de esta tesis es el estudio del Control Automático de Frecuencia (CAF) en SEP que incorporan enlaces HVDC formados por dos terminales VSC. Para este fin, se desarrolla una formulación generalizada y una plataforma de simulación que permite realizar estudios dinámicos de estos SEP híbridos, de manera eficiente y precisa. La metodología propuesta integra los controles primario y secundario de frecuencia de las centrales de generación termoeléctrica e hidroeléctrica, así como los controles fundamentales de los enlaces VSC-HVDC, es decir, control voltaje en CD y de potencia programada. Esto permite simular escenarios de aumento/disminución de carga y desconexiones repentinas de estaciones VSC.

La formulación desarrollada en esta tesis para estudios de CAF de SEP con enlaces VSC-HVDC se implementó en el programa Matlab[®], logrando una herramienta eficaz y confiable, como se demuestra en la prueba de concepto. Los resultados obtenidos se comparan entre dos redes eléctricas similares, una de CA convencional y otra con un enlace VSC-HVDC de punto a punto, ante las mismas perturbaciones. Además, se demuestra la posibilidad de extender los estudios de CAF a redes de mayor escala y con varios enlaces VSC-HVDC. La formulación desarrollada en esta tesis puede ser de vital importancia para los responsables de la operación y control de los SEP ya que permite evaluar las implicaciones de los enlaces VSC-HVDC en la confiabilidad de las redes eléctricas modernas.

Abstract

The constant evolution of electrical power systems (EPS), the increase in global energy needs, and the possibility of suffering the disconnection of one or more elements due to faults that can impose oscillations in the electrical frequency has motivated the need for the renewal of the transmission systems. A case in point is the high voltage direct current (HVDC) links based on voltage source converters (VSC) which can help mitigate the frequency oscillations of the AC networks. The planning of strategies to counteract the disturbances in EPS requires analysts to carry out frequency control studies, which increase their complexity and computational resources when the EPS incorporate VSC-HVDC links.

The purpose of this thesis is the Automatic Load Frequency Control (ALFC) studies in power systems incorporating point-to-point VSC-HVDC links, i.e., formed by two VSC terminals. To this end, it is developed a generalized formulation and a simulation platform that enables dynamic studies of these hybrid EPS, in an efficient and accurate manner. The proposed methodology features both primary and secondary frequency controls of the power plants based on thermoelectric and hydroelectric turbines together with the fundamental controls of the VSC-HVDC links, i.e., DC voltage control and scheduled power control. This tool permits to simulate scenarios related to generation or load increase/decrease and sudden disconnections of VSC stations

The developed formulation in this thesis for ALFC in EPS with VSC-HVDC links was implemented in the Matlab[®] software, attaining an effective and reliable tool, as demonstrated in the proof of concept. The obtained results are compared for two similar EPS, one conventional and another with one VSC-HVDC in view of the same perturbations. Furthermore, it is shown that the developed tool can be extended for large-scale EPS with various VSC-HVDC links. The developed formulation may be a vital tool for those responsible of the operation and control of the EPS since it permits to assess the impact of the VSC-HVDC links on the reliability of modern electrical networks.

Índice General

Agradecimientos.....	i
Resumen	ii
<i>Abstract</i>	iii
Índice General	iv
Índice de Figuras	vi
Índice de Tablas	viii
Simbología y Abreviaturas.....	ix
Acrónimos	xi
Capítulo 1. Antecedentes y estado del arte.....	1
1.1. Introducción.....	1
1.2. Estado del arte	6
1.3. Motivación y justificación.....	9
1.4. Hipótesis.....	10
1.5. Objetivos	11
1.6. Organización de la tesis.....	12
Capítulo 2. Modelado de sistemas eléctricos de potencia y enlaces VSC-HVDC punto a punto	14
2.1. Introducción.....	14
2.2. Modelado de sistemas de transmisión de CA.....	15
2.2.1. Líneas de transmisión.....	15
2.2.2. Transformadores con cambiador de tap bajo carga	16
2.2.3. Modelado de cargas.....	18
2.3. Modelado de plantas de generación convencional	19
2.3.1. Potencia eléctrica y ecuación de oscilación de un generador síncrono	21
2.3.2. Modelado de turbinas de centrales eléctricas convencionales.....	23
2.3.3. Modelo del gobernador de velocidad	24
2.3.4. Modelo del control secundario de frecuencia.....	26
2.3.5. Modelo dinámico de una planta termoeléctrica.....	27
2.3.6. Modelo dinámico de una planta hidroeléctrica.....	29
2.4. Modelado de enlaces VSC-HVDC de punto a punto	30
2.4.1. Modelado de estaciones VSC en estado estacionario.....	31

2.4.2.	Modelado del enlace de CD	33
2.4.3.	Modelado de estaciones VSC en régimen dinámico	34
Capítulo 3.	Planteamiento general para estudios de control automático de frecuencia en SEP con enlaces VSC-HVDC.....	38
3.1.	Introducción.....	38
3.2.	Flujos de potencia en SEP	39
3.2.1.	Sistemas de transmisión de CA	39
3.2.2.	Enlaces VSC-HVDC	40
3.3.	Ejemplo de aplicación de la metodología propuesta para CAF.....	42
3.3.2.	Formulación general para estudios de CAF	45
Capítulo 4.	Casos de estudio	50
4.1.	Introducción.....	50
4.2.	Prueba de concepto – SEP de 5 nodos de IEEE	51
4.2.1.	Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%	52
4.2.2.	Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%	53
4.3.	SEP de 5 nodos de IEEE con un enlace VSC-HVDC	54
4.3.1.	Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%	56
4.3.2.	Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%	58
4.3.3.	Escenario 3 - aumento de la potencia programada P_{sch} del HVDC de 40 a 80 [MW]....	60
4.4.	Sistema IEEE de 24 nodos con 2 enlaces VSC-HVDC.....	62
4.4.1.	Escenario A - pérdida de carga y aumento en la potencia programada.....	64
4.4.2.	Escenario B - desconexión de un enlace VSC-HVDC	65
Capítulo 5.	Conclusiones y trabajos futuros.....	67
5.1.	Conclusiones	67
5.2.	Trabajos futuros.....	69
Referencias.....		70
Anexos.....		74
A.	Método trapecoidal implícito	74
B.	Parámetros del sistema de 5 nodos de IEEE.....	75
C.	Parámetros del sistema de 24 nodos de IEEE.....	76

Índice de Figuras

Figura 1.1 Costos entre una línea de CA y una de CD.....	3
Figura 1.2 Configuraciones de los sistemas VSC-HVDC, a) <i>Back-to-back</i> , b) <i>Point-to-point</i> , c) Multiterminal paralelo y c) Multiterminal serie	4
Figura 1.3 Localización de los sistemas VSC-HVDC que se reportan en la Tabla 1.1	6
Figura 1.4 Descripción general de la dinámica en redes de CA y CD [12]	7
Figura 2.1 Modelo π de la línea de transmisión	15
Figura 2.2 Modelo de la LT para análisis de flujos de potencia lineales	16
Figura 2.3 Modelo del transformador OLTC con impedancia interna referida al lado: a) primario, b) secundario.....	17
Figura 2.4 Modelo de circuito del transformador con OLTC	17
Figura 2.5 Modelo del transformador OLTC para análisis de flujos de potencia lineales.....	18
Figura 2.6 Unidad de generación con controles de voltaje y frecuencia [29]	20
Figura 2.7 Diagrama del gobernador de velocidad	21
Figura 2.8 Modelo de la turbina de vapor con recalentamiento en tres etapas [30, 46].....	23
Figura 2.9 Modelo de la turbina de una central hidroeléctrica [30, 46]	24
Figura 2.10 Modelo del gobernador de velocidad de una central termoeléctrica	25
Figura 2.11 Modelo del gobernador de velocidad de la central hidroeléctrica	26
Figura 2.12 Diagrama de bloques del control secundario	26
Figura 2.13 Diagrama de bloques de una central termoeléctrica	27
Figura 2.14 Diagrama de bloques de una planta hidroeléctrica	29
Figura 2.15 Representación de un enlace VSC-HVDC	31
Figura 2.16 Modelo de una estación VSC: a) representación esquemática y b) circuito equivalente.....	31
Figura 2.17 Modelo de circuito de una línea de CD	33
Figura 2.18 Modelo de la línea de CD para análisis de flujos de potencia lineales	34
Figura 2.19 Representación esquemática de una estación VSC en régimen dinámico.....	34
Figura 2.20 Control de potencia activa en el rectificador	35
Figura 2.21 Control de voltaje de CD en el inversor	36
Figura 3.1 Conexiones de sistemas VSC-HVDC de punto a punto en SEP [10, 15].....	39
Figura 3.2 Nodo genérico de un SEP de CA.....	39
Figura 3.3 Enlace VSC-HVDC genérico conectado a dos nodos del SEP de CA	41
Figura 3.4 Sistema de potencia de prueba con un enlace VSC-HVDC	42
Figura 3.5 Diagrama de flujo del método para estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto	49

Figura 4.1 Red de 5 nodos de IEEE [52].....	51
Figura 4.2 Escenario 1 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}	53
Figura 4.3 Escenario 2 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}	54
Figura 4.4 SEP de 5 nodos de IEEE con un enlace VSC-HVDC de punto a punto [53].....	55
Figura 4.5 Escenario 1 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}	57
Figura 4.6 Enlace VSC-HVDC: a) potencia en CD, b) voltaje de CD, c) potencia programada, d) ángulo interno de los VSC	58
Figura 4.7 Escenario 2 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}	59
Figura 4.8 Enlace VSC-HVDC: a) potencia en CD, b) voltajes de CD, c) potencia programada, d) ángulo interno de los VSC	60
Figura 4.9 Escenario 3: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia en CD, d) voltajes en CD.....	61
Figura 4.10 Sistema IEEE de 24 nodos multialimentado VSC-HVDC [54, 55]	63
Figura 4.11 Escenario A: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia de CD, d) voltajes de CD.....	65
Figura 4.12 Escenario B: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia de CD, d) voltajes de CD.....	66

Índice de Tablas

Tabla 1.1 Principales enlaces VSC-HVDC en el mundo [8, 17, 19, 20, 21]	5
Tabla 4.1 Condiciones iniciales de los GS en el sistema de 5 nodos de IEEE	52
Tabla 4.2 Condiciones iniciales de los GS en el SEP con un enlace VSC-HVDC.....	55
Tabla 4.3 Condiciones iniciales de las estaciones VSC del enlace HVDC.....	56
Tabla 4.4 Condiciones de estado estacionario para el sistema IEEE de 24 nodos.....	63
Tabla B.1 Parámetros de la red de CA	75
Tabla B.2 Parámetros de los generadores síncronos	75
Tabla B.3 Parámetros de las líneas de transmisión de CA.....	75
Tabla B.4 Parámetros del enlace VSC-HVDC.....	75
Tabla C.1 Parámetros de la red de CA	76
Tabla C.2 Parámetros de los controles de las plantas hidroeléctricas	76
Tabla C.3 Parámetros de los controles de las plantas termoeléctricas	76
Tabla C.4 Parámetros internos de los generadores síncronos	77
Tabla C.5 Parámetros de las líneas de transmisión de CA.....	77
Tabla C.6 Parámetros de los enlaces VSC-HVDC de punto a punto.....	77

Simbología y Abreviaturas

a	Característica de la carga		rectificador
b_{eq}	Susceptancia variable del VSC		Constantes del control PI en el
b_{kj}	Susceptancia entre dos nodos	K_{pv}, K_{iv}	inversor
C_{CD}	Capacitores del filtro CD	K_s	Ganancia del control ACE
D	Constante de amortiguamiento del GS	L_{CD}	Filtro inductivo de CD
E	Voltaje en CD	m_a	Índice de modulación del OLTC en los VSC
E_{nom}	Voltaje en CD nominal	n	Tap en el OLTC
E_{Stack}	Voltaje en CD en los inversores	P	Potencia activa
E_X	Voltaje en el nodo X de CD	P_0	Potencia activa nominal de la carga
F_{HP}, F_{IP}, F_{LP}	Porcentajes de contribución en cada etapa de calentamiento	P_{CA}	Potencia activa en CA
f	Frecuencia	P_{CD}	Potencia en CD
g_{kj}	Conductancia entre dos nodos de CD	P_D	Potencia demandada
g_{sw}	Conductancia por pérdidas de conmutación	P_E	Flujo de potencia a través del VSC inversor
H	Constante inercial de la máquina síncrona	P_e	Potencia eléctrica
I_{CD}	Corriente del enlace de CD al VSC	P_g	Potencia generada
I_{CDaux}	Variable auxiliar dentro del control de voltaje de CD del VSC	P_{Gb}	Potencia del gobernador a la válvula de la turbina
I_k	Corriente de CA en el sistema	$P_{G_{bmin}}, P_{G_{bmax}}$	Límites de la potencia del gobernador a la válvula
I_v	Corriente en terminales de CA del VSC	P_{kj}	Flujo de potencia entre dos nodos
I_X	Corriente del nodo X del filtro de CD al enlace de CD	P_{HP}, P_{IP}, P_{LP}	Potencia en cada etapa de calentamiento
I_{0v}	Corriente en terminales de CD del VSC	P_m	Potencia mecánica
k_2	Constante de modulación	P_{nom}	Potencia nominal
K_G	Ganancia del gobernador	P_r	Potencia nominal de GS
k_{pf}	Constante de dependencia de la carga a la frecuencia	P_{ref}	Potencia de referencia del GS
K_{pp}, K_{ip}	Constantes del control PI en el	P_{sch}	Potencia programada en los rectificadores
		P_v	Inyección de potencia en del VSC a la red de CA
		P_{0v}	Inyección de potencia de la red de CA al VSC

Q	Potencia reactiva		Variable auxiliar dentro del control de potencia en el VSC
Q_D	Potencia reactiva demandada	γ_{aux}	
R	Constante de regulación		Ángulo del voltaje interno del GS
r_{CD}	Resistencia del conductor del VSC-HVDC multialimentado	δ	
r_{ph}	Resistencia del filtro de CA en los VSC	Δf	Diferencial del cambio de frecuencia en la red
S_{nom}	Potencia aparente nominal	ΔP	Cambio en la potencia activa
t	Tiempo	ΔP_D	Cambio en la potencia demandada
t_f	Tiempo final de la simulación	ΔP_g	Cambio en la potencia generada
t_p	Tiempo de perturbación	ΔP_{Gb}	Cambio en la potencia del gobernador
t_0	Tiempo inicial de la simulación		Cambio en la potencia de referencia
T_{CH}	Constante de tiempo de la cámara principal de vapor	ΔP_{ref}	
T_{CO}	Constante de tiempo de la tubería cruzada	ΔQ	Cambio en la potencia reactiva
T_{elec}	Torque eléctrico	ΔQ_D	Cambio en la potencia reactiva demandada
T_G	Constante de tiempo en el servomecanismo del gobernador	Δt	Paso de integración
T_{mec}	Torque mecánico	$\Delta \omega$	Diferencia en la velocidad angular
T_{RH}	Constante de tiempo en los recalentadores	θ_v	Ángulo del voltaje nodal de CA
T_W	Constante de tiempo hidráulica	ϕ	Ángulo interno de los convertidores VSC
V	Voltaje en CA	ω	Velocidad angular
V_{DC}	Voltaje nominal de CD	ω_0	Velocidad angular nominal
V_n	Voltaje en un bus del sistema		
V_v	Voltaje en CA de entrada a los VSC		
W_{kin}	Energía cinética que parte de los cambios de velocidad en el GS		
x'_d	Reactancia transitoria de eje directo del GS		
x_{kj}	Reactancia entre dos nodos de CA		
x_{ph}	Reactancia del filtro de CA en los VSC		
Y_{kj}	Admitancia en derivación de la LT		
Z_{kj}	Impedancia serie de la LT		
γ	Diferencia angular del VSC con la red de CA		

Acrónimos

ABB	Asea Brown Boveri		aislada
ACE	Error en el área de control	IP	Presión intermedia de vapor
AGC	Control automático de generación	LIT	Lituania
ALFC	Control automático de frecuencia de carga	LP	Presión baja de vapor
AU	Australia	LT	Línea de transmisión
CA	Corriente alterna	MX	México
CAF	Control automático de frecuencia	NA	Namibia
CAN	Canadá	NO	Noruega
CD	Corriente directa	NR	Método Newton-Raphson
CN	China	OLTC	Transformador con cambio de tap bajo carga
DK	Dinamarca	OPF	Flujos de potencia óptimos
EE	Estonia	PF	Flujos de potencia
ERCOT	Consejo de fiabilidad eléctrica de Texas	PI	Control proporcional – integral
ES	España	PWM	Modulación por ancho de pulso
FACTS	Sistemas de transmisión flexible en CA	SE	Suecia
FI	Finlandia	SEN	Sistema Eléctrico Nacional
FR	Francia	SEP	Sistema eléctrico de potencia
GB	Gran Bretaña	SGCC	Corporación Estatal de la red eléctrica de China
GE	Alemania	SIN	Sistema Interconectado Nacional
GS	Generador síncrono	SVC	Compensador estático de VAR
HVAC	Alto voltaje en corriente alterna	UE	Unión Europea
HVDC	Alto voltaje en corriente directa	US	Estados Unidos
IE	Irlanda	VSC	Fuente de voltaje conmutada
HP	Presión alta de vapor		
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos		
IGBT	Transistor bipolar de compuerta		

Capítulo 1. Antecedentes y estado del arte

1.1. Introducción

La energía eléctrica es un bien esencial e integral para el desarrollo de las actividades productivas y económicas del Estado, así como también, para la transformación social ya que incide de forma directa en los servicios básicos de la población [1]. Es importante asegurar un suministro eléctrico suficiente y confiable, desde las unidades de generación, el sistema de transmisión y que culmina en las redes de distribución [2]. A fin de que se permita llevar a cabo las actividades productivas de los diferentes sectores de la sociedad. En México, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está integrado por el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y por los sistemas aislados de Mulegé y Baja California Sur [1].

Al cierre del 2020, la producción eléctrica del SEN en México se estima que fue de poco más de 312 TWh, donde el 27.85% fue de energía limpia [1]. Por otra parte, en Europa se reporta que fue de alrededor de los 3,628.7 TWh, con entre el 38% y el 40% proveniente de fuentes renovables [3, 4]. Para compensar el constante aumento de la demanda de energía, la generación global anual se visualiza que sobrepase los 38,000 TWh para 2040, donde se estima que las fuentes renovables lleguen al 51% del total de generación [5]. Se han encontrado nuevos desafíos con la integración de energías renovables en sistemas eléctricos convencionales que, aunado al aumento en las necesidades energéticas globales, conduce a cambios drásticos en los flujos de carga [6]. En consecuencia, se necesitan de mejoras en la infraestructura de transmisión [7].

Los problemas y desafíos de instalar nuevas redes de alto voltaje en corriente alterna (HVAC, por sus siglas en inglés) o modernizar las ya existentes, se pueden resolver al integrar la tecnología de alto voltaje en corriente directa (HVDC, por sus siglas en inglés), logrando sistemas híbridos de CA/CD más confiables [6]. En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) actuales, la calidad de la energía, la confiabilidad y la flexibilidad son condiciones obligatorias. Por esa razón, los avances en el campo de los sistemas HVDC pueden proveer una solución óptima para las tareas inherentes a la operación de la red de transmisión [8].

A pesar de las bondades de los sistemas de CA, éstas tienen desventajas que pueden ser factores importantes para optar por integrar redes de CD. En primera instancia, en líneas de transmisión y cables subterráneos existe presencia de efectos inductivos y capacitivos que aumentan a medida que crece la longitud de la línea [5, 9]; siendo compensados mediante la incorporación de sistemas de transmisión flexible en CA (FACTS, por sus siglas en inglés), transformadores con cambio de tap, reactores y/o bancos de capacitores [10, 11, 12]. Una segunda desventaja de las redes de CA es el efecto piel que trae como consecuencia que la sección transversal de los conductores no se pueda aprovechar al máximo, disminuyendo la máxima potencia que se puede transmitir [5, 9, 10, 12]. Finalmente, la conexión entre sistemas de CA con topologías malladas puede ser difícil, debido a posibles problemas de inestabilidad, con niveles de cortocircuito demasiado grandes o con flujos de potencia indeseables [9].

La tecnología más reciente de las estaciones convertidoras en el campo de los sistemas HVDC, se denomina convertidores basados en fuentes de voltaje conmutadas (VSC, por sus siglas en inglés), la cual se basa en transistores bipolares de compuerta aislada (IGBT, por sus siglas en inglés) [12]. Las estaciones VSC permiten que la transferencia de potencia en el enlace de CD sea en ambas direcciones, con tan sólo invertir la corriente en CD [5, 6]. Por otro lado, los controles de potencia activa y reactiva son independientes entre sí, con lo que se puede generar o consumir potencia reactiva en sus conexiones de CA (estabilizando el voltaje) [11, 13]. Además, esta tecnología puede transmitir toda su capacidad instalada (MVA) como potencia activa a través de su enlace de CD, o puede operar como un compensador estático de VARs al utilizar todo su rango de carga como potencia reactiva [10, 14].

Las ventajas de integrar enlaces VSC-HVDC en redes convencionales de CA, son muy variadas. Por un lado, al no tener efectos inductivos y capacitivos, y al no existir el efecto piel en CD, no se limita la capacidad de transmisión ni la longitud de las líneas aéreas o subterráneas [5, 9]. A cierta distancia, por ejemplo, de 500 km en adelante, las pérdidas de potencia en CA sobrepasan el coste inicial de la instalación del enlace VSC-HVDC como se muestra en la Figura 1.1 [9, 10], posibilitando la conexión entre redes de CA lejanas [11]. Por otro lado, es posible la conexión entre redes de CA débiles, pasivas, en isla o incluso asíncronas, debido a que pueden generar sus propias referencias internas de voltaje y frecuencia. Del mismo modo, evitan la propagación de fallas y oscilaciones lo que, a su vez,

posibilita el *black-start*¹ después de alguna contingencia [6, 11]. Además, facilitan la integración de fuentes renovables y generación distribuida a los SEP de CA, lo que ayuda al cumplimiento de aumentar la generación de energía limpia en los próximos años [5, 12].

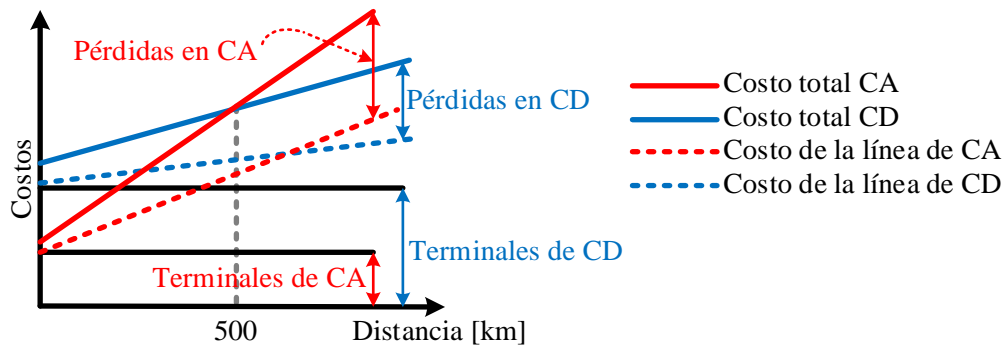


Figura 1.1 Costos entre una línea de CA y una de CD [11]

La Figura 1.2 muestra las diferentes maneras en que los enlaces VSC-HVDC se pueden conectar a las redes eléctricas de CA:

- ◆ *Back-to-back*²: Son estaciones convertidoras que se conectan directamente y se encuentran en el mismo espacio geográfico, siendo la Figura 1.a) su representación esquemática. Un ejemplo de esta conexión es el proyecto Eagle Pass, el cual interconecta el sistema eléctrico de Texas (ERCOT) con el SIN de México, cuya capacidad es de 36 MW a ± 15.9 kV. Tiene como modo principal la inyección de potencia reactiva para mantener el voltaje controlado en ambas áreas. Mientras que su modo secundario es el de transferencia de potencia activa entre las redes. Finalmente, cuenta con la posibilidad de hacer un *black-start* cuando existe una contingencia [15, 16].
- ◆ *Point-to-point*³, punto a punto o multialimentado: Se refiere a dos estaciones VSC con filtros de CD, separadas por varios kilómetros y que se unen por medio de un conductor; se puede observar esta configuración en la Figura 1.2b). Un ejemplo es el proyecto de Siemens que se encuentra entre Francia y España, el cual es un enlace que recorre 64.5 km con cable subterráneo y transmite 2 x 1,000 MW a ± 320 kV, con la capacidad de reiniciar una de las dos áreas de CA y cuya inversión del flujo de potencia tarda solo 150 ms [8].

¹ *Black-start*: Arranque de emergencia, también conocido como arranque negro.

² *Back-to-back*: Conexión espalda con espalda de un dispositivo.

³ *Point-to-point*: Conexión punto a punto de un dispositivo.

◆ **Multiterminal:** Se basa en la conexión de tres o más estaciones VSC mediante conductores que forman una red de CD, estas pueden ser tanto malladas como radiales, y cuya arquitectura se basa en dos conexiones, paralelo (ver Figura 1.c)) y serie (ver Figura 1.d)). Su mayor exponente es el proyecto de ABB para *State Grid Corporation of China (SGCC)*, el cual transmite 3,000 MW a ± 535 kV entre cuatro estaciones VSC, donde la integración de generación renovable es el objetivo principal [17, 18].

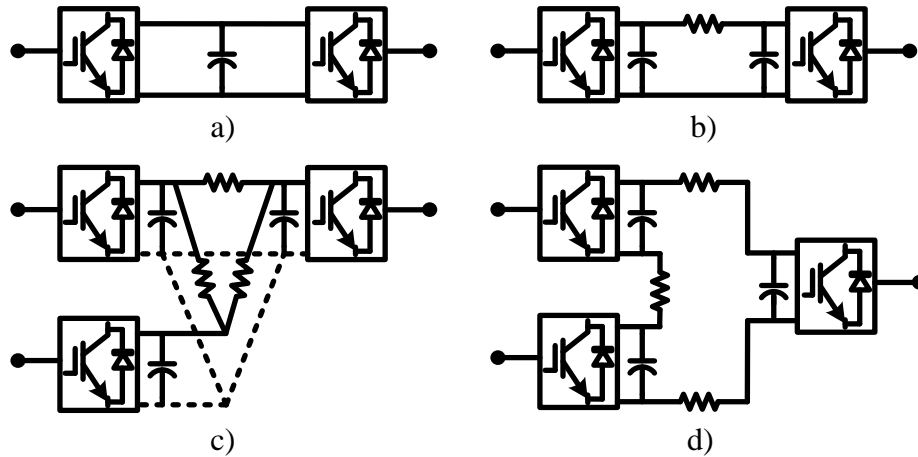


Figura 1.2 Configuraciones de los sistemas VSC-HVDC, a) *Back-to-back*, b) *Point-to-point*, c) Multiterminal paralelo y d) Multiterminal serie

El primer enlace VSC-HVDC que se implementó de manera comercial lo hizo la empresa ABB, entre las estaciones Hällsjön y Grängesberg, Suecia, en 1997, y con una transmisión de 3 MW a una tensión de ± 10 kV [5, 6, 17]. Los parámetros de diseño de la tecnología VSC, tanto de tensión como de potencia, han aumentado constantemente. Los principales enlaces VSC-HVDC se reportan en la Tabla 1.1 y cuya representación geográfica se especifica en la Figura 1.3 [8, 17, 19]. Se puede observar que la mayoría son enlaces *point-to-point*, sin embargo, las conexiones multialimentadas pueden convertirse en sistemas multiterminal al integrar una o más estaciones VSC al sistema de CD o al unir enlaces VSC-HVDC. Tal es el caso del enlace Spittal - Blackhillock, el cual transmite 800 MW y 1,200 MW a una tensión de ± 320 kV, planeando su expansión en el 2024 con la adición de una tercera estación VSC. De modo que, se interconectarán las islas Shetland (Kergord) con Spittal, para transmitir 600 MW a la misma tensión. Finalizando con la construcción de dos futuras terminales VSC para conectar generación eólica costa afuera [17, 20].

Tabla 1.1 Principales enlaces VSC-HVDC en el mundo [8, 17, 19, 20, 21]

No	Países	Estaciones VSC	Año	V_{DC} [kV]	P [MW]	L [km]	Tipo	Prov.
1	SE	Hällsjön-Grängesberg	1997	±10	3	0.2	PTP	ABB ⁴
2	US/MX	Eagle Pass	2000	±15.9	36	—	BTB	ABB
3	AU	Terranora-Mullumbimby	2000	±80	3 x 60	59	PTP	ABB
4	US	New Haven-Shoreham	2002	±150	330	40	PTP	ABB
5	AU	Berri-Red Cliffs	2002	±150	220	180	PTP	ABB
6	EE/FI	Harku-Espoo	2006	±150	350	105	PTP	ABB
7	US	Pittsburg-San Francisco	2010	±200	400	86	PTP	Siemens
8	NA	Zambezi-Gerus	2010	±350	300	950	PTP	ABB
9	NO	Lista-Valhall	2011	±150	78	292	PTP	ABB
10	GE	Diele-BorWin alpha	2012	±150	400	200	PTP	ABB
11	IE/GB	Woodland-Shotton	2013	±200	500	261	PTP	ABB
12	US	Mackinac	2014	±71	200	—	BTB	ABB
13	FR/ES	Baixas-Santa Llogaia	2015	±320	2 x 1,000	64.5	PTP	Siemens
14	GE	SylWin-Büttel	2015	±320	864	205	PTP	Siemens
15	SE/LIT	Klaipeda-Nybro	2015	±300	700	450	PTP	ABB
16	CAN	Bottom Brook-Woodbine	2017	±125	2 x 250	180	PTP	ABB
17	GB	Spittal-Blackhillock	2018	±320	800/1,200	160	PTP	ABB
18	GE/DK	Bentwish	2019	±140	410	—	BTB	ABB
19	GB/FR	Chilling-Tourbe	2020	±320	1000	228	PTP	ABB
20	CN	Zhangbei-Kangbao-Fengning-Beijing	2020	±535	3000	666	MT	ABB
21	GB	Kergord-Spittal	2024*	±320	600	260	MT	ABB
22	GE	Osterath-Philippsburg	2025*	±380	2000	340	PTP	Siemens

*Conexión programada para los años que se muestran.

⁴ ABB: Asea Brown Boveri, hoy en día Hitachi ABB Power Grids.

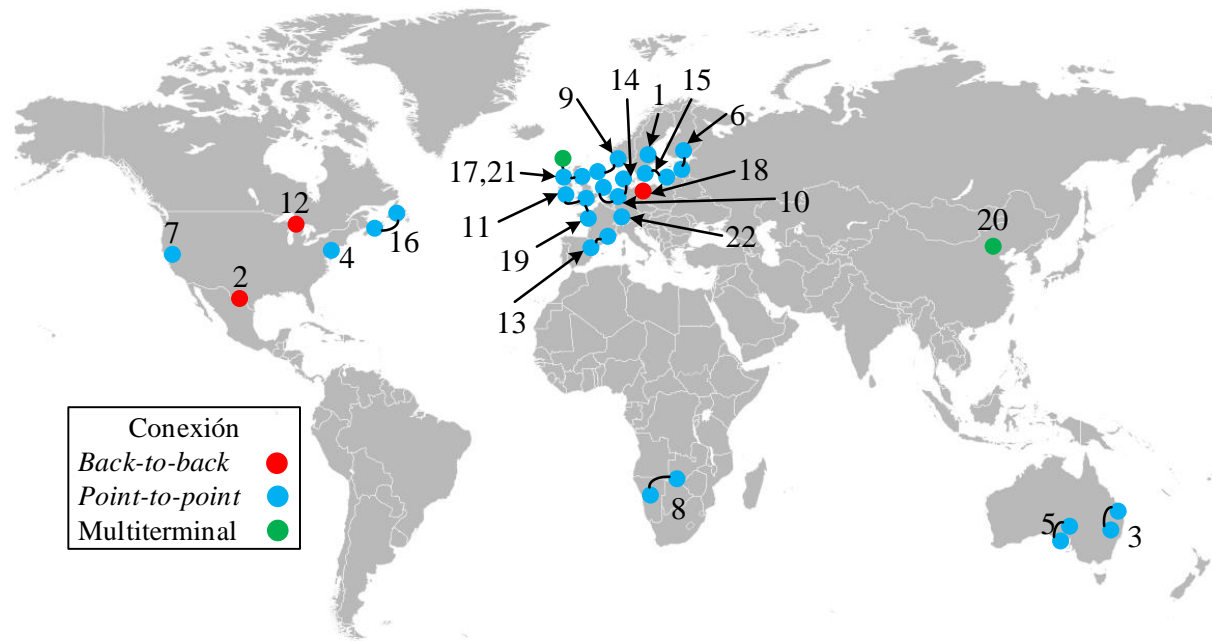


Figura 1.3 Localización de los sistemas VSC-HVDC que se reportan en la Tabla 1.1

1.2. Estado del arte

Cuando se realizan estudios dinámicos en los SEP, es usual describir las interacciones entre los fenómenos como rápidas y lentas. En la Figura 1.4 [12], se muestra que las dinámicas asociadas a las perturbaciones, tanto en redes de CA como de CD, se presentan teóricamente como constantes de tiempo en una escala. Si son de mayor relevancia aquellas que dictaminan los comportamientos electromecánicos, este sería el punto de partida para la elección de los modelos matemáticos que representan los dispositivos conectados a la red de CA con enlaces VSC-HVDC. Debe mencionarse que, el orden de las constantes de tiempo asociadas con los fenómenos de regulación de frecuencia o de CAF implican grandes tiempos de cómputo. Por esa razón, en esta tesis se explora la posibilidad de emplear modelos matemáticos de redes de CA y enlaces VSC-HVDC linealizados con el fin de ahorrar recursos computacionales.

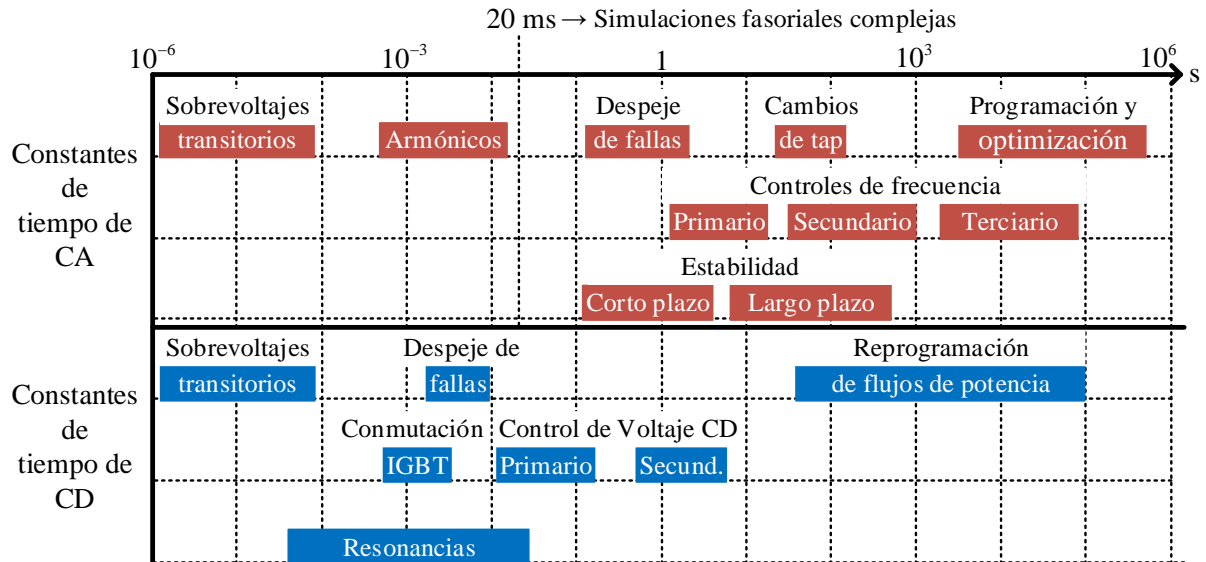


Figura 1.4 Descripción general de la dinámica en redes de CA y CD [12]

Es necesario precisar la importancia de la frecuencia en los SEP, así como la necesidad de que se encuentre en un rango nominal. En [22, 23] se dan las razones fundamentales para establecer límites estrictos en las fluctuaciones de frecuencia en el sistema. Los problemas que acarrear las desviaciones de frecuencia siguen presentes en la actualidad, tal es el caso de [24] donde se describe un incidente en enero del 2019 que afectó la *Continental Europe Synchronous Area*⁵. Aquí se suscitaron un conjunto de eventos de larga duración que culminaron con la desconexión de 1.7 GW de carga, con el fin de poder estabilizar el sistema. Otro caso actual se reporta en [25] donde el SEP de la Gran Bretaña sufrió reducciones en la alimentación eléctrica debido al mal clima, con un total de 1,378 MW desconectados de generación, lo que provocó desviaciones en la frecuencia. Por ese motivo, se desconectó el 5% de la carga total del SEP, alrededor de 1 GW, resultando en 1.1 millones de clientes sin suministro de energía eléctrica. Ciertos tipos de trenes fueron incapaces de mantenerse operativos y algunas cargas críticas fueron afectadas, incluyendo un hospital y el aeropuerto de Newcastle.

El concepto del control automático de frecuencia/carga (ALFC, por sus siglas en inglés), conocido también como Control Automático de Frecuencia (CAF); se compone de los lazos de control propios del gobernador de velocidad (control primario) y la señal de control que se

⁵ *Continental Europe Synchronous Area*: Es una red síncrona de 50 Hz que interconecta 24 países en la UE

envía al cambiador de velocidad (control secundario) [22]. El control primario de frecuencia controla los balances en la dinámica carga/generación, y se encarga de estabilizar la frecuencia mediante ajustes en los gobernadores de velocidad. Mientras que el control secundario se encarga de restaurar la frecuencia del sistema a su rango nominal y regula el flujo de potencia entre las áreas interconectada. Finalmente, el control terciario determina el despacho económico de la generación, al juntar este último control con el CAF, se obtiene el control automático de generación (AGC, por sus siglas en inglés) [26, 27, 28]. Algunos autores consideran los excitadores de voltaje o los reguladores automáticos de voltaje (AVR, por sus siglas en inglés) como en [23] para análisis de CAF. En este trabajo de tesis se decide utilizar el modelo clásico del generador síncrono, y los controles primario y secundario de frecuencia en plantas hidroeléctricas y termoeléctricas que se derivan de los modelos en [22, 29, 30]. Sin embargo, la herramienta que se desarrolla en esta tesis permite incluir con facilidad todo tipo de componentes para realizar análisis de CAF más elaborados.

Un punto importante por recalcar a la hora de estudiar el CAF en los SEP se aborda en [28, 31, 32], el cual versa sobre la respuesta inercial después de alguna alteración en carga/generación. La inercia del sistema está en función de la energía cinética almacenada de la masa rotatoria que está conectada a la red de CA, donde la respuesta inherente de las máquinas síncronas tradicionales es la de limitar los cambios en la frecuencia. Sin embargo, las fuentes renovables de generación no proveen inercia rotacional a la red, reduciendo el amortiguamiento de oscilaciones durante desbalances de potencia. Como consecuencia, ocurren transitorios de frecuencia, más rápidos y grandes, que con la generación convencional [31]. En [33, 34] se discuten las definiciones de redes de CA dependiendo del grado de inercia que presentan. De manera que los sistemas de CA con generación convencional neta se denominan de alta inercia, los de generación mixta se denominan de inercia media y las redes con alta integración renovable, se designan como de baja inercia; estos parámetros deben tomarse en cuenta a la hora de hacer estudios de CAF. Se puede mejorar la respuesta inercial de los sistemas de CA al integrar enlaces VSC-HVDC, beneficiando de sobremanera al conectarse en redes de baja inercia, ayudando a la respuesta en frecuencia en los sistemas de alta o media inercia [31].

La filosofía de la cooperación de los convertidores VSC en el control de frecuencia, se puede abordar desde diferentes perspectivas. De acuerdo con [35], los enlaces VSC-HVDC se

modelan mediante el esquema proporcionado por ABB, y se basan en la participación en el AGC con principal enfoque en la intervención de las estaciones VSC en el despacho económico. Por otro lado, la perspectiva del estudio teórico en el impacto de los enlaces VSC-HVDC sobre el control de frecuencia es variada. En [28, 36] se manejan cuatro métodos que se agregan a los bloques de control de potencia y voltaje de CD. Sin embargo, para esta tesis, se hace uso de la intervención en el CAF mediante inyecciones de potencia activa a través de los enlaces VSC-HVDC, justo como se propone en [37, 38, 39].

Para hacer estudios de CAF en sistemas de CA con enlaces VSC-HVDC de punto a punto, este trabajo de tesis dedica esfuerzos a la realización de un algoritmo similar al propuesto en [39]. El punto de partida se encuentra en un modelo de estación VSC no lineal de dos puertos propuesto en [40], con simplificaciones matemáticas de sus ecuaciones de flujo de potencia como en [39, 41, 42], para la obtención de una representación lineal sin pérdidas, útil para realizar cálculos dinámicos eficientes. La formulación algorítmica para estudios de CAF se basa en plantear ecuaciones lineales generalizadas de redes de CA/CD multimáquina de topología arbitraria y con cualquier número de enlaces VSC-HVDC de punto a punto. La esencia de esta formulación es mantener una precisión adecuada del comportamiento dinámico del SEP, con tiempos computacionales disminuidos y con la posibilidad de analizar redes eléctricas de gran escala.

1.3. Motivación y justificación

Los sistemas de transmisión que forman los SEP modernos deben de trasladar la energía eléctrica de las centrales de generación hasta las cargas con una operación confiable, flexible y segura, por lo que añadir la tecnología VSC-HVDC brinda ventajas que permiten cumplir dichos objetivos. Ciertamente, desde la planificación hasta la operación de los enlaces HVDC, el reto se encuentra en mantener la seguridad operativa en todo el sistema híbrido de CA/CD. Para evitar condiciones de flujos inaceptables o incluso fallos totales en áreas del SEP, se deben planear estrategias que ayuden a evitar o mitigar el impacto de contingencias como la desconexión no controlada de equipos de generación o transmisión.

Debido a lo anterior, se deben de realizar numerosos estudios que consoliden una estrategia operativa confiable y que garanticen que las necesidades energéticas se cumplan diariamente. Uno de los requerimientos fundamentales para la confiabilidad de los SEP es el mantener la frecuencia en el rango nominal de operación, por lo que el Control Automático de Frecuencia (CAF) cobra una gran relevancia en los centros de control de energía. En dichos centros de control se analizan las cualidades del SEP antes, durante y después de que alguna contingencia ocurra, haciendo uso de herramientas de simulación dinámica. Lo anterior con el objetivo de predecir, evaluar, planificar y diseñar esquemas auxiliares que sirvan como defensa del SEP. Con la intención de prever eventualidades de carga/generación, o incluso otras que puedan poner en peligro la operatividad del SEP, como la desconexión de enlaces de transmisión de CA o CD. Por ende, el desarrollo de herramientas de análisis y simulación que arrojen resultados certeros, con el menor tiempo de cómputo, son de gran utilidad para los operadores e investigadores de los SEP que buscan modernizar redes de CA mediante la incorporación de enlaces VSC-HVDC.

1.4. Hipótesis

El estudio adecuado del comportamiento de las centrales de generación eléctricas que alimentan los enlaces VSC-HVDC es de suma importancia debido a que son el punto de partida para la operación y controlabilidad en tiempo real de los SEP. Con ello se busca facilitar las estrategias en operación continua y durante contingencias, ejecutadas por los operadores del SEP. En el caso de los estudios electromecánicos, las variables que adquieren el mayor interés en su análisis son la frecuencia eléctrica de las redes interconectadas, los flujos de potencia en las redes de CA y CD, y las inyecciones de potencia a través de las estaciones convertidoras VSC. Por lo que las hipótesis que surgen en este trabajo de tesis son:

- ◆ Los estudios de CAF implican cambios electromecánicos de las centrales de generación derivados de variaciones lentas de carga/generación. Para hacer una investigación adecuada en los tiempos del sistema, y con la menor cantidad de recursos computacionales, basta con utilizar representaciones matemáticas lineales de los balances nodales de potencia para cada dispositivo interconectado al SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto.

- ◆ Para realizar estudios de CAF, es válido representar el grupo turbina/gobernador de las centrales hidroeléctricas y/o termoeléctricas con los lazos primario y secundario de control. Así mismo, las estaciones VSC que forman los enlaces HVDC se pueden modelar matemáticamente con controles básicos de voltaje y potencia en CD.
- ◆ El CAF involucra respuestas electromecánicas en la generación y dinámicas en los convertidores VSC de larga duración, decenas de segundos hasta minutos. Haciendo uso de una herramienta digital, se pueden simular las dinámicas asociadas a las redes de CA, enlaces VSC-HVDC y generación hidroeléctrica y termoeléctrica mediante modelos matemáticos lineales. Esto permitirá un desarrollo eficiente y confiable en la captura de las frecuencias eléctricas del SEP, los flujos de potencia en toda la red de CA/CD y las inyecciones de potencia a través de las estaciones VSC.

1.5. Objetivos

Como objetivo general para este trabajo de tesis se propone:

- ◆ Desarrollar e implementar una herramienta que permita realizar simulaciones dinámicas de manera general y adecuada para estudios de CAF. Por medio de modelos matemáticos simplificados de los componentes que conforman las redes de CA con particular énfasis en las centrales de generación y enlaces VSC-HVDC punto a punto.

De manera específica, se tienen los siguientes objetivos:

- ◆ Analizar e implementar modelos lineales de las redes de CA con enlaces VSC-HVDC de punto a punto para estudios de dinámicas lentas de los SEP, es decir, aquellas asociadas con los comportamientos electromecánicos de las centrales eléctricas.
- ◆ Desarrollar un marco de referencia general para simular dinámicas de sistemas multimáquina CA/CD multialimentados por enlaces VSC-HVDC de punto a punto.
- ◆ Implementar una herramienta de simulación de redes híbridas CA/CD adecuada para el análisis de los controles primario y secundario de frecuencia en los generadores, y controles de voltaje y potencia de CD en los enlaces de transmisión VSC-HVDC.

1.6. Organización de la tesis

El **Capítulo 1** presenta una revisión de antecedentes y estado del arte de las redes híbridas multialimentadas por enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Abarcando retos y necesidades para la modernización de los sistemas de transmisión, haciendo comparaciones cualitativas entre las redes de CA convencionales y SEP con enlaces VSC-HVDC. También se abordan las conexiones de los enlaces VSC-HVDC y las tendencias mundiales en cuanto al uso de esta tecnología para mantener la seguridad operativa en los SEP, mediante la utilización de estudios de CAF. En este capítulo se presentan la motivación, la justificación, la hipótesis, los objetivos generales y particulares asociados con este trabajo de tesis.

El **Capítulo 2** aborda los modelos matemáticos de estado estacionario y dinámico de los dispositivos conectados a los SEP. Se incluyen los modelos de líneas de transmisión, transformadores con cambio de tap bajo carga, plantas de generación (hidroeléctrica y termoeléctrica) y enlaces VSC-HVDC punto a punto. Este capítulo se enfoca en las componentes electromecánicas de los generadores síncronos (regulación primaria y secundaria) y las dinámicas de los convertidores VSC.

El **Capítulo 3** presenta el planteamiento del algoritmo desarrollado para estudios de CAF, iniciando con la resolución de flujos de potencia lineales para los SEP con enlaces VSC-HVDC. Con esto se obtiene el punto de equilibrio en estado estacionario finalizando con el tratamiento adecuado para obtener el comportamiento del sistema en régimen dinámico, haciendo uso de la discretización de ecuaciones diferenciales y posterior resolución por el método de Newton-Raphson (NR).

El **Capítulo 4** presenta los casos de estudio. El primer caso comprende el estudio, simulación y comparación entre un sistema de CA de 5 nodos convencional, y el mismo sistema al cual se le intercambia una línea de CA por un enlace VSC-HVDC de punto a punto. Se discuten sus comportamientos dinámicos y sus ventajas frente a la red de CA convencional. El segundo caso de estudio se enfoca en el análisis de un SEP con dos enlaces VSC-HVDC de punto a punto, 24 buses y 10 plantas de generación, donde se evalúa su comportamiento ante perturbaciones en carga/generación. Adicionalmente, se reporta otro estudio de CAF que

muestra la dinámica del SEP ante la pérdida repentina de un enlace VSC-HVDC; lo anterior con el fin de demostrar la practicidad del método desarrollado en esta tesis.

Finalmente, el **Capítulo 5** contiene las conclusiones generales del presente trabajo de tesis: el significado de la integración de enlaces VSC-HVDC multialimentados en redes convencionales; las ventajas y la eficiencia de la herramienta de simulación propuesta e implementada; y la importancia de evaluar la dinámica lenta en los procesos electromecánicos del SEP mediante el uso de estudios de CAF en redes híbridas multialimentadas por enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Además, se proponen trabajos futuros que pueden desarrollarse mediante la misma filosofía y herramienta de simulación propuesta en esta tesis.

Capítulo 2. Modelado de sistemas eléctricos de potencia y enlaces VSC-HVDC punto a punto

2.1. Introducción

Un buen desarrollo, diseño y confiabilidad de un SEP debe considerar el análisis de flujos de potencia para determinar las mejores condiciones de operación [2]. Estos análisis muestran las condiciones operativas del SEP para un instante estático de tiempo, siendo una limitación cuando la operación del sistema de potencia se encuentra en estado dinámico. Por ello, se opta por la resolución de modelo del SEP para diferentes puntos en el tiempo, creando una simulación dinámica a partir de escenarios discretos de operación [43]. Las ecuaciones que representan el modelo de la red se pueden formular y resolver de diferentes maneras. El método de voltajes nodales es apropiado para obtener el análisis general del SEP, que debido a las propiedades no lineales en términos de potencia se recurre a soluciones iterativas [44]. Donde al linealizar los modelos matemáticos se consiguen resultados precisos y con menores recursos computacionales para su solución.

Una variable fundamental del SEP es la frecuencia eléctrica, la cual se relaciona de manera directa con el equilibrio entre carga/generación. Los cambios en la demanda o generación ocasionan que las centrales de generación respondan con los controles primarios para compensar los desbalances de potencia, regulando la potencia generada. Posteriormente, reciben la señal proveniente de los centros de control para la operación de los controles secundarios con el fin de restaurar la frecuencia a su rango nominal ajustando la potencia de referencia, en otras palabras, se ejecuta el CAF [22, 45].

En un sistema de transmisión de CA, el control de los flujos de potencia se puede lograr integrando dispositivos FACTS y transformadores con cambio de fase, los cuales tienen tiempos de respuesta demasiado lentos. Debido a la consigna anterior, la incorporación de enlaces VSC-HVDC a las redes de CA incrementa la controlabilidad del sistema, variando los intercambios de potencia de manera veloz y asistiendo a las centrales de generación después de alguna variación de frecuencia [12, 31].

2.2. Modelado de sistemas de transmisión de CA

El sistema de transmisión tiene el propósito de entregar la energía que el usuario final necesita, transportando la energía eléctrica desde las plantas de generación hasta los sistemas de distribución, donde se encuentran los consumidores finales. Este sistema se conforma por líneas de transmisión y transformadores de potencia, que finalmente llevan la energía a un conglomerado de cargas de distintas características, las cuales se deben de tomar en cuenta a la hora de realizar estudios dinámicos [43, 44].

2.2.1. Líneas de transmisión

El principal propósito que tienen las líneas de transmisión (LT) es el de transferir energía entre los nodos del sistema, lo cual incluye también el interconectar nodos vecinos y cuya utilidad no sólo se limita al despacho eléctrico y económico en condiciones normales. De manera que también puede servir de medio para transferir potencia entre áreas de control cuando ocurre alguna emergencia [44]. La Figura 2.1 muestra la representación de una LT basada en el modelo π nominal; los conductores que conforman las líneas de transmisión cuentan con distintos fenómenos que generan efectos resistivos, inductivos y capacitivos; por ende, el modelo de una LT se basa en una impedancia serie y admitancias en derivación [2, 44].

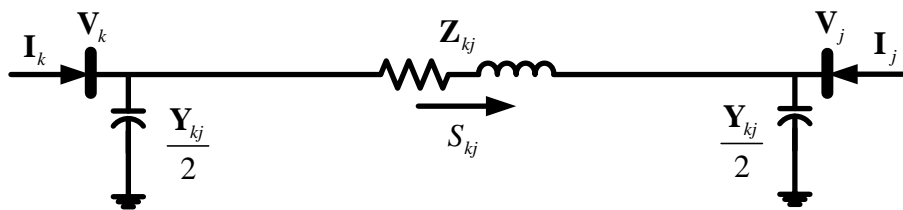


Figura 2.1 Modelo π de la línea de transmisión

Para el análisis matemático del esquema de la Figura 2.1, se asume que los parámetros de la línea se encuentran concentrados, donde los efectos magnéticos y eléctricos, y los ajustes por longitud de la línea fueron considerados previamente para la obtención de sus parámetros [2, 43, 44]. El flujo de potencia aparente S_{kj} de la LT se puede calcular con (2.1), y separando en parte real e imaginaria, las potencias activas y reactivas, P_{kj} y Q_{kj} , se calculan con (2.2) y (2.3), respectivamente,

$$\mathbf{S}_{kj} = P_{kj} + jQ_{kj} = \mathbf{V}_k \mathbf{I}_k^* = \mathbf{V}_k \left[\mathbf{Y}_{kj} (\mathbf{V}_k - \mathbf{V}_j) \right]^* \quad (2.1)$$

$$P_{kj} = \left[|\mathbf{V}_k|^2 - |\mathbf{V}_k| |\mathbf{V}_j| \cos(\theta_k - \theta_j) \right] g_{kj} + \left[|\mathbf{V}_k| |\mathbf{V}_j| \sin(\theta_k - \theta_j) \right] b_{kj} \quad (2.2)$$

$$Q_{kj} = \left[-|\mathbf{V}_k| |\mathbf{V}_j| \sin(\theta_k - \theta_j) \right] g_{kj} - \left[|\mathbf{V}_k|^2 - |\mathbf{V}_k| |\mathbf{V}_j| \cos(\theta_k - \theta_j) \right] b_{kj} \quad (2.3)$$

donde $\mathbf{Y}_{kj} = \mathbf{Z}_{kj}^{-1} = g_{kj} - jb_{kj}$. Asumiendo que la conductancia serie es mucho menor que la susceptancia serie $g_{kj} \ll b_{kj}$, se pueden despreciar las pérdidas resistivas en la línea de transmisión $g_{kj} = 0$. Además, considerando que las magnitudes de los voltajes nodales se encuentran cercanas a sus valores nominales, se tiene que $|\mathbf{V}_k| \approx |\mathbf{V}_j| \approx 1$ [pu], y dado que la diferencia entre los ángulos nodales es pequeña, se puede considerar que $\sin(\theta_k - \theta_j) \approx \theta_k - \theta_j$. Finalmente, en los estudios de flujos de potencia lineales, se tiende a considerar sólo los intercambios de potencia activa, por lo que (2.3) es despreciada en esta formulación. De acuerdo con las condiciones anteriores, el flujo de potencia en la LT se calcula con (2.4) y el modelo resultante se puede representar por la Figura 2.2 [44].

$$P_{kj} = b_{kj} (\theta_k - \theta_j) \quad (2.4)$$

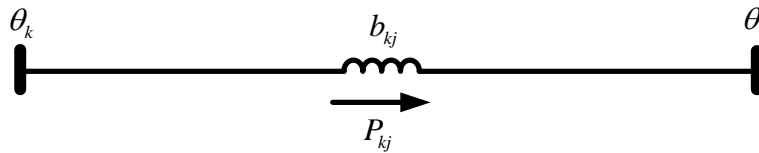


Figura 2.2 Modelo de la LT para análisis de flujos de potencia lineales

2.2.2. Transformadores con cambiador de tap bajo carga

Existen dos tipos de transformadores con cambio de tap, sin carga y bajo carga. Este último es el que se utiliza para modelar transformadores en este trabajo de tesis. El transformador con cambiador de tap bajo carga (OLTC, por sus siglas en inglés) se emplea cuando se requiere de un cambio en la relación de transformación frecuentemente o cuando se necesita hacerlo en condiciones de energización. Por ejemplo, en líneas de transmisión o para conectar redes de CA con convertidores VSC. En este tipo de transformadores se cambia la relación de vueltas de uno de los dos lados de manera automática [44].

La Figura 2.3a) muestra esquemáticamente un transformador OLTC con su impedancia referida al lado primario, mientras que en la Figura 2.3b) la impedancia se refiere al lado secundario,

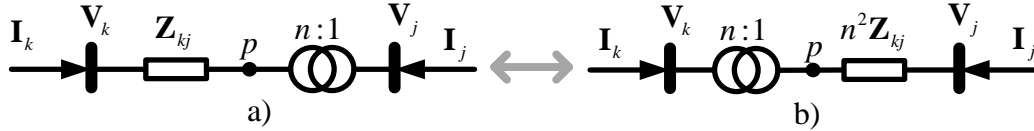


Figura 2.3 Modelo del transformador OLTC con impedancia interna referida al lado: a) primario, b) secundario

donde n es el valor del tap. La ecuación (2.5) muestra el modelo de dos puertos del transformador OLTC para el modelo de la Figura 2.3a), cuya matriz de admitancias nodales se ve afectada cuando existe un cambio en el valor de la posición del tap n [43, 44].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_k \\ \mathbf{I}_j \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{kj} & -n\mathbf{Y}_{kj} \\ -n\mathbf{Y}_{kj} & n^2\mathbf{Y}_{kj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_j \end{bmatrix} \quad (2.5)$$

donde $\mathbf{Y}_{kj} = \mathbf{Z}_{kj}^{-1} = (g_{kj} + jb_{kj})$. La Figura 2.4 muestra en forma de circuito el modelo de circuito equivalente de (2.5).

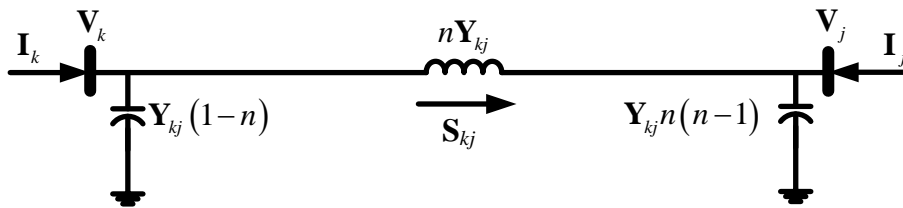


Figura 2.4 Modelo de circuito del transformador con OLTC

Las inyecciones de potencia para el transformador OLTC se pueden calcular con (2.6) usando el concepto de potencia compleja. De aquí, la potencia activa puede calcularse como en (2.7), la cual puede simplificarse al establecer los mismos supuestos que se hacen para la LT descritos en la Sección 2.2.1 ($g_{kj}=0$, $|\mathbf{V}_k| \approx |\mathbf{V}_j| \approx 1$ [pu], $\sin(\theta_k - \theta_j) \approx \theta_k - \theta_j$). Dando como resultado el flujo de potencia P_{kj} mostrado en (2.8), junto con el equivalente final para análisis de flujos de potencia lineales mostrado en la Figura 2.5 [43, 44].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_{kj} \\ \mathbf{S}_{jk} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k & 0 \\ 0 & \mathbf{V}_j \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{kj} & -n\mathbf{Y}_{kj} \\ -n\mathbf{Y}_{kj} & n^2\mathbf{Y}_{kj} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_k \\ \mathbf{V}_j \end{bmatrix} \right)^* \quad (2.6)$$

$$P_{kj} = |\mathbf{V}_k|^2 g_{kj} - n |\mathbf{V}_k| |\mathbf{V}_j| \left(g_{kj} \cos(\theta_k - \theta_j) - b_{kj} \sin(\theta_k - \theta_j) \right) \quad (2.7)$$

$$P_{kj} = nb_{kj} (\theta_k - \theta_j) \quad (2.8)$$

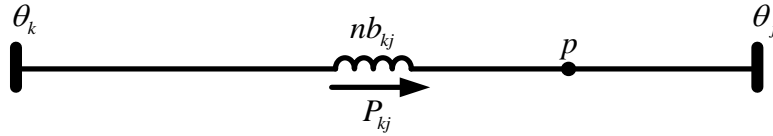


Figura 2.5 Modelo del transformador OLTC para análisis de flujos de potencia lineales

2.2.3. Modelado de cargas

Uno de los elementos más importantes de los SEP es la carga, debido a que estas determinan la potencia nodal que se demanda de la red. En estudios estabilidad transitoria de los SEP y de flujos de potencia, es importante representar sus características más esenciales, las cuales se clasifican usualmente en cargas estáticas y dinámicas [45]. El modelo estático expresa las características de la carga en un instante de tiempo determinado, como funciones algebraicas que dependen de la magnitud de voltaje en el bus de conexión, como se muestra en (2.9);

$$P_d = P_0 (V)^a \quad (2.9)$$

donde el parámetro a representa las características de la carga, con valores de 0 para potencia constante, 1 para corriente constante y 2 para impedancia constante; P_0 representa el valor de estado estacionario de la carga.

La ecuación (2.9) puede modificarse para agregar la dependencia a la frecuencia, asumiendo que el voltaje en el bus de la carga permanece constante en $V = 1$ [pu], resultando en la ecuación (2.10).

$$P_d = P_0 (1 + k_{pf} \Delta f) \quad (2.10)$$

donde k_{pf} representa el grado de dependencia de la potencia activa tomando valores en el rango de 0 a 3, y Δf representa desviaciones de la frecuencia eléctrica en el punto de conexión de la carga [45].

2.3. Modelado de plantas de generación convencional

Una planta de generación convencional comprende uno o varios generadores que se accionan por medio de una turbina de vapor o hidroeléctrica, que se puede representar como una masa giratoria con dos torques que se oponen a la rotación. La Figura 2.6 muestra una unidad de generación donde el par mecánico, T_{mec} , actúa para elevar la velocidad angular, mientras que el par eléctrico, T_{elec} , actúa para reducir dicha velocidad. Cuando ambos tipos de par tienen una magnitud igual, la velocidad angular es constante. Si el par eléctrico tiene mayor valor que el par mecánico, el sistema rotatorio empezará a detenerse, por lo que se necesitará aumentar el par mecánico para llegar a un valor de velocidad aceptable. En centrales eléctricas se busca operar el generador a la velocidad síncrona que, dependiendo del SEP, será a una frecuencia de 50 o 60 [Hz] [29].

En los SEP hay variables que se pueden medir de manera directa como el voltaje nodal. Sin embargo, hay variables que por su complejidad en la medición se monitorean de manera indirecta. Tal es el caso del ángulo del voltaje nodal cuya importancia radica en la potencia activa del generador [22]. Las centrales de generación cuentan con lazos de control de potencia activa y de voltaje (ver Figura 2.6), regulando la frecuencia y el flujo de reactivos en el SEP, respectivamente. Cuando se realizan estudios de transitorios electromecánicos (dinámica lenta) como es el caso de los análisis de CAF, se puede asumir que los controles de voltaje actúan de tal manera que, para los tiempos de interés, mantienen la tensión en su valor nominal. Por lo tanto, las centrales hidroeléctricas y termoeléctricas se pueden representar en estos estudios como un generador síncrono clásico al que se le incorporan los lazos de control primario y secundario de frecuencia [22, 29, 30, 39].

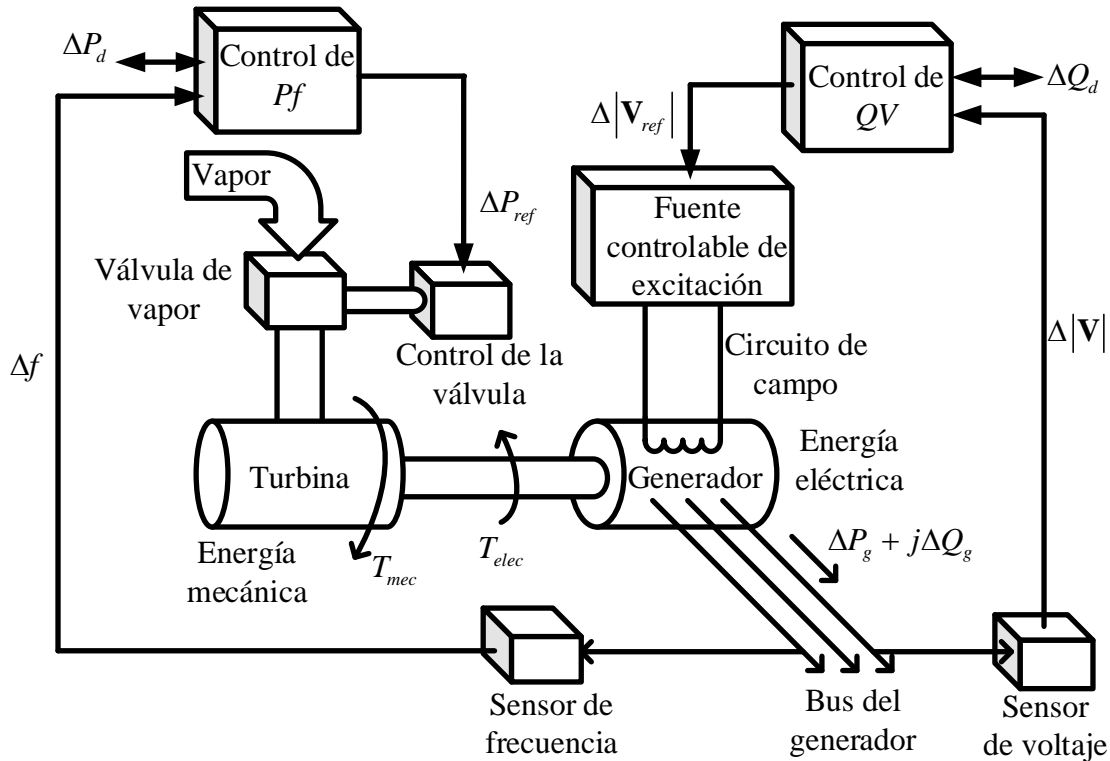


Figura 2.6 Unidad de generación con controles de voltaje y frecuencia [29]

En las centrales de generación para controlar la potencia activa del generador en respuesta al cambio en la frecuencia del sistema debido a variaciones en la carga/generación, se emplea el Control Automático de Frecuencia (CAF) [22]. El CAF se ejecuta mediante el gobernador de velocidad de la unidad de generación, tal como se muestra en la Figura 2.7. El control depende de los cambios de posición de los puntos A, B, C y D, para obtener los cambios en la potencia activa y en la frecuencia. La finalidad del sistema es controlar la posición de X_E , regulando el volumen de fluido a alta presión que entra a la turbina. En consecuencia, surge un cambio en el par del generador para regular la potencia activa de salida. La posición de la válvula piloto puede desviarse de su estado mediante tres posibles cambios en el sistema interconectado [22]:

1. Indirectamente en la retroalimentación, debido a cambios en la posición del punto B resultado del cambio en el gobernador de velocidad (control primario de frecuencia).
2. Directamente enviando señales de aumentar o disminuir el cambiador de velocidad, para elevar o bajar el punto A (control secundario de frecuencia).

3. Indirectamente por medio de la retroalimentación debido al cambio de la posición del pistón principal.

Para lo anterior, se lleva a cabo una medición de la velocidad de salida ω relativa a la frecuencia, que es comparada con una velocidad de referencia (cambiador de velocidad), lo que genera un error $\Delta\omega$, incrementando su valor en el amplificador hidráulico. Esto se traduce en señales de control retroalimentadas en lazo cerrado con la válvula de suministro de fluido, cambiando la posición de X_E y por tanto la potencia del gobernador P_{Gb} [22, 29].

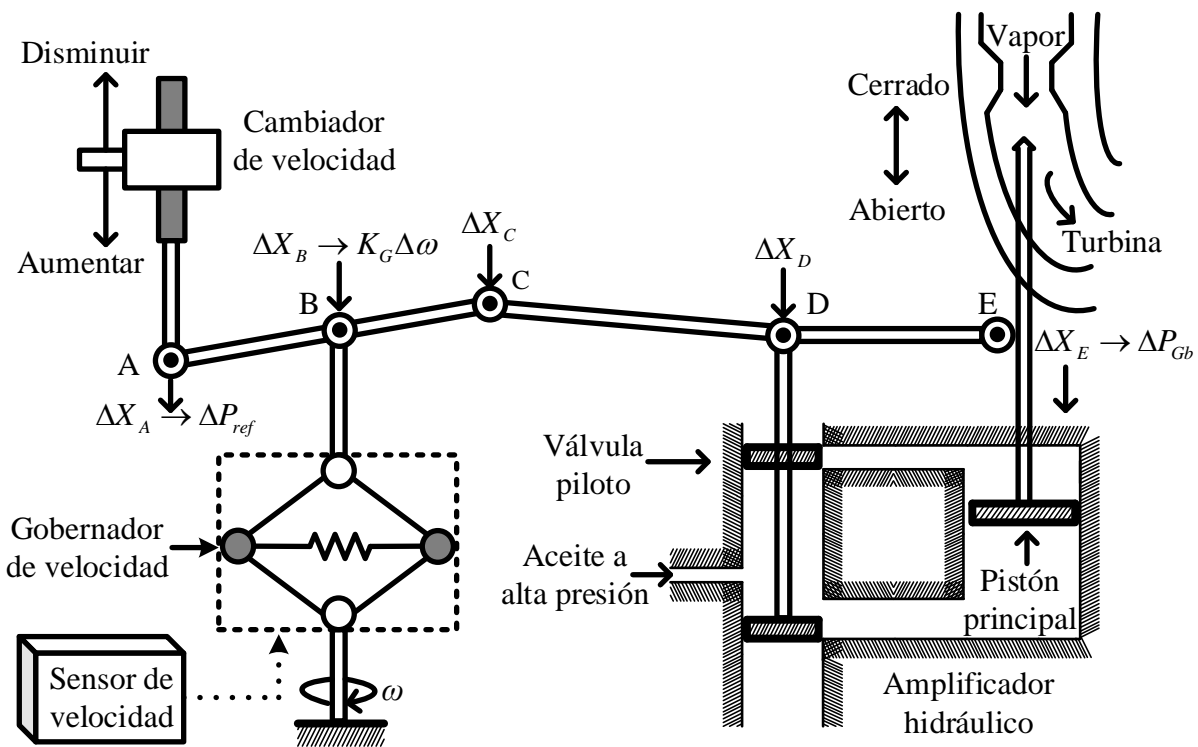


Figura 2.7 Diagrama del gobernador de velocidad

2.3.1. Potencia eléctrica y ecuación de oscilación de un generador síncrono

Para establecer los cambios en la dinámica de carga/generación, se tiene que asumir que el generador síncrono percibe los cambios en la potencia demandada como potencia eléctrica en terminales de la máquina P_e , la cual puede calcularse con (2.11),

$$P_e = \frac{\sin(\delta - \theta)}{x'_d} \quad (2.11)$$

donde δ es el ángulo interno del par del generador, θ es el ángulo de fase del voltaje nodal en terminales de la máquina y x'_d es la reactancia transitoria de eje directo del generador.

La potencia generada responde al cambio en la potencia eléctrica con un comportamiento descrito por la ecuación diferencial (2.12) [22, 29, 30],

$$P_g - P_e = \frac{dW_{kin}}{dt} + D\Delta f \quad (2.12)$$

$$W_{kin} \approx W_{kin}^0 \left(1 + \frac{2\Delta f}{f_0} \right) \quad (2.13)$$

$$D = \frac{\partial P_e}{\partial f} \quad (2.14)$$

$$H = W_{kin}^0 P_{nom}^{-1} \quad (2.15)$$

donde W_{kin} es la energía cinética relativa a los cambios de velocidad en el rotor calculada por (2.13); D se refiere al factor de amortiguamiento de la carga calculada por (2.13); H es la constante de inercia del generador descrita por (2.15); P_{nom} es la potencia base del generador. Cabe señalar que la diferencia entre las potencias generada y eléctrica en estado estable la diferencia es cero. Esto quiere decir que ambas potencias están en equilibrio en condiciones normales de operación [22].

La ecuación (2.12) puede reformularse como en (2.16) para representar el cambio en la velocidad angular en el rotor del generador. Por otro lado, la dinámica asociada al cambio del ángulo interno del generador con respecto a los cambios en la velocidad angular se representa por (2.17). En su conjunto, ambas ecuaciones describen el comportamiento de un generador síncrono clásico [22, 29].

$$\dot{\omega} = \frac{\omega_0}{2H} [P_g - P_e - D(\omega - \omega_0)] \quad (2.16)$$

$$\dot{\delta} = \omega - \omega_0 \quad (2.17)$$

2.3.2. Modelado de turbinas de centrales eléctricas convencionales

Las centrales eléctricas convencionales están formadas por generadores síncronos accionados por turbinas termoeléctricas e hidroeléctricas. Ambas turbinas reciben la señal de potencia que proviene del gobernador de velocidad P_{Gb} , para que se libere mayor vapor, en el caso de las centrales termoeléctricas, o se aumente el caudal de agua, para las centrales hidroeléctricas. Lo anterior con el fin de que el generador síncrono reciba la potencia mecánica P_m que transforma en potencia generada P_g necesaria para satisfacer la demanda del SEP [22, 29]. Asumiendo que la central eléctrica no presenta pérdidas por transformación de la energía, ambas potencias se consideran igual en todo momento $P_m = P_g$ [30, 46].

2.3.2.1. Modelado de la turbina de una central termoeléctrica

Una turbina de vapor en una central termoeléctrica necesita del control del flujo de vapor que entra a la turbina según las necesidades de demanda que se le exija al gobernador de velocidad [29, 30, 46]. La Figura 2.8 muestra el diagrama de bloques de una turbina de vapor con recalentamiento en tres etapas, el cual es un modelo matemático temporal descrito por el conjunto de ecuaciones diferenciales mostrado en (2.18) – (2.20). Internamente se considera que existen constantes de tiempo asociadas al flujo de vapor en la tubería de la cámara principal T_{CH} , en los recalentadores T_{RH} , y en la tubería cruzada T_{CO} . Asimismo, se considera el porcentaje de contribución de potencia en cada etapa, F_{HP} , F_{IP} y F_{LP} para presión alta, intermedia y baja, respectivamente [46],

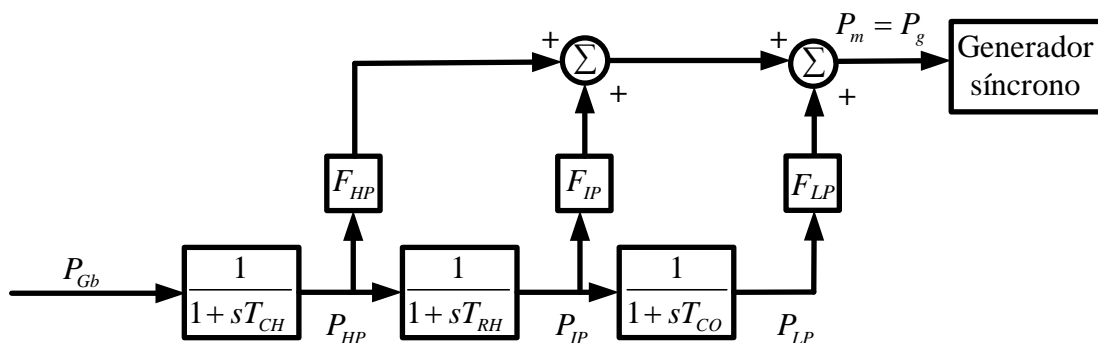


Figura 2.8 Modelo de la turbina de vapor con recalentamiento en tres etapas [30, 46]

$$\dot{P}_{HP} = T_{CH}^{-1} (P_{Gb} - P_{HP}) \quad (2.18)$$

$$\dot{P}_{IP} = T_{RH}^{-1} (P_{HP} - P_{IP}) \quad (2.19)$$

$$\dot{P}_{LP} = T_{CO}^{-1} (P_{IP} - P_{LP}) \quad (2.20)$$

donde la potencia activa de salida de la central de generación es $P_g = F_{HP}P_{HP} + F_{IP}P_{IP} + F_{LP}P_{LP}$

2.3.2.2. Modelo de la turbina de una central hidroeléctrica

El comportamiento temporal en las centrales hidroeléctricas lo define la dinámica en la entrada del flujo de agua a presión en el caudal de una presa. La Figura 2.9 muestra el modelo matemático usado para determinar la conversión de flujo del agua en la potencia que suministra la turbina, de la forma en que se plantea para estudios de estabilidad [30, 46].

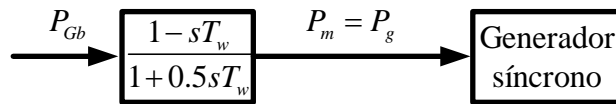


Figura 2.9 Modelo de la turbina de una central hidroeléctrica [30, 46]

donde T_w se refiere a la constante del agua, referida al tiempo que se tarda en suministrar la presa el agua necesaria para el funcionamiento de la turbina [46]. La potencia generada que entrega la turbina es representada por una ecuación diferencial de la forma (2.21).

$$\dot{P}_g = \frac{(P_{Gb} - P_g - T_w \dot{P}_{Gb})}{0.5T_w} \quad (2.21)$$

2.3.3. Modelo del gobernador de velocidad

Si el SEP es sensible a cambios en la frecuencia, una variación en la carga percibida por la central eléctrica causa un cambio en la velocidad angular del generador por acción del movimiento de la turbina que ajusta la generación a la nueva potencia demandada. Si no se regula la frecuencia en el generador, se ocasiona un cambio en la frecuencia del sistema que puede llegar a superar los límites permisibles. Este problema se soluciona con el mecanismo llamado *gobernador de velocidad*, el cual censa la velocidad de la máquina y ajusta la

potencia mecánica necesaria para compensar los cambios en la carga. El gobernador de velocidad representa el lazo primario del control de frecuencia y su actuación tarda alrededor de 1 a 30 segundos. Su característica fundamental es la ganancia conocida como constante de regulación R , o *estatismo*, y un tiempo de respuesta del gobernador T_G [22, 29, 30].

2.3.3.1. Gobernador de velocidad de una central termoeléctrica

La Figura 2.10 muestra el modelo del gobernador de velocidad de una planta termoeléctrica. El cambio en la potencia ΔP se da directamente por el cambio en la potencia de referencia P_{ref} y por la desviación en la velocidad angular del rotor $\Delta\omega$. El cambio en la potencia que suministra el gobernador de velocidad a la turbina de vapor se describe por la ecuación diferencial (2.22) [22, 29],

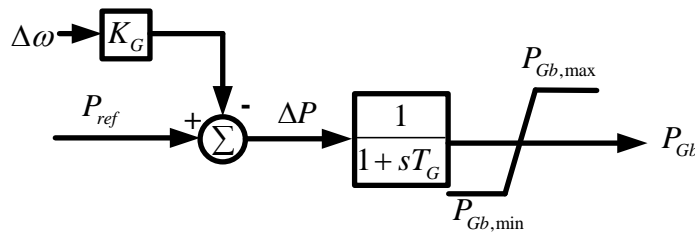


Figura 2.10 Modelo del gobernador de velocidad de una central termoeléctrica

$$\dot{P}_{Gb} = T_G^{-1} (\Delta P - P_{Gb}) \quad (2.22)$$

donde la ganancia $K_G = R^{-1}$ y la desviación de potencia es $\Delta P = P_{ref} - K_G(\omega - \omega_0)$.

2.3.3.2. Gobernador de velocidad de una central hidroeléctrica

El modelo matemático del gobernador de velocidad de una central hidroeléctrica se describe por el diagrama de bloques mostrado en la Figura 2.11, de donde se obtiene la ecuación diferencial (2.23),

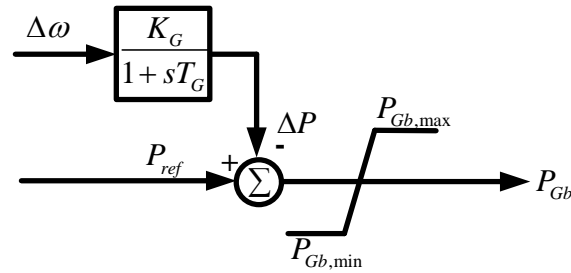


Figura 2.11 Modelo del gobernador de velocidad de la central hidroeléctrica

$$\Delta \dot{P} = T_G^{-1} [K_G (\omega - \omega_0) - \Delta P] \quad (2.23)$$

donde $P_{Gb} = P_{ref} - \Delta P$ es la potencia que suministra el gobernador de velocidad al control de apertura del caudal de agua en la presa [22, 29, 30].

2.3.4. Modelo del control secundario de frecuencia

El control secundario de la frecuencia en un SEP está relacionado con un ajuste fino de la frecuencia para llevarla a valores nominales de operación. Este control está relacionado con una señal que el centro de control de energía envía a cada generador que participa en la regulación secundaria. Esta señal es conocida como error de control de área (ACE, por sus siglas en inglés), la cual alimenta al cambiador de velocidad y éste mueve la potencia de referencia de la turbina P_{ref} con el fin de desplazar la frecuencia de la red a su rango de operación nominal. La operación del control secundario tarda de 30 segundos hasta algunos minutos en actuar [22, 29, 30]. La Figura 2.12 muestra el lazo secundario de control de frecuencia donde los cambios en la potencia de referencia se determinan mediante (2.24),

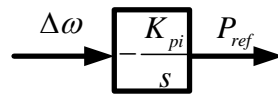


Figura 2.12 Diagrama de bloques del control secundario

$$\dot{P}_{ref} = -K_{pi} (\omega - \omega_0) \quad (2.24)$$

donde K_{pi} es la ganancia del control integral del lazo secundario y se relaciona con la velocidad de actuación del control [22, 29].

2.3.5. Modelo dinámico de una planta termoelectrica

El grupo turbina-gobernador de velocidad de una central termoelectrica necesita del acoplo de los controles de frecuencia primario y secundario con la turbina. Es decir, es necesario combinar los modelos presentados en las Secciones 2.3, 2.3.2.1, 2.3.3.1 y 2.3.4, para así obtener el diagrama equivalente de una central termoelectrica, como se muestra en la Figura 2.13.

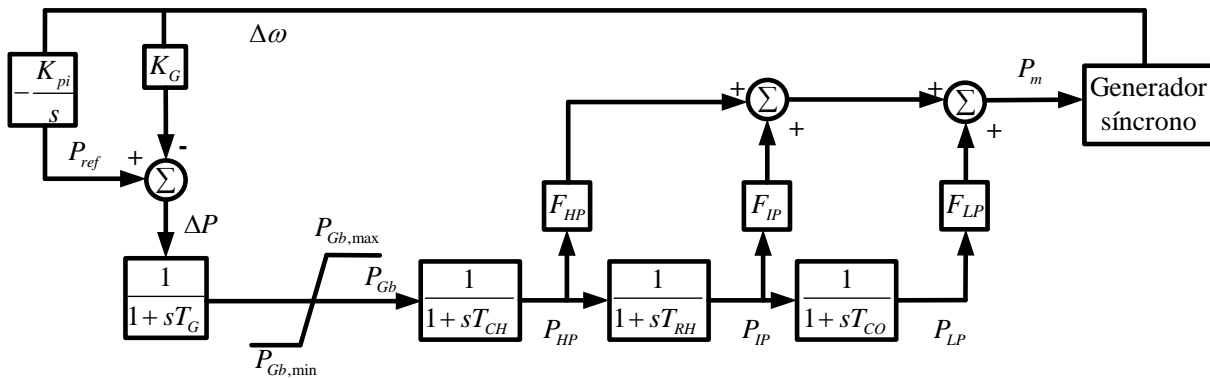


Figura 2.13 Diagrama de bloques de una central termoelectrica

Del diagrama de bloques de la Figura 2.13 se desprenden las ecuaciones diferenciales que gobiernan el comportamiento de la planta termoelectrica en el dominio del tiempo, las cuales se muestran en (2.16)-(2.20), (2.22) y (2.24). Para solucionar estas ecuaciones diferenciales, el primer paso es discretizar dichas ecuaciones, por ejemplo, haciendo uso del método trapezoidal implícito que se describe de manera detallada en el Anexo A. Aplicando esta metodología de discretización, se llega al conjunto de ecuaciones algebraicas (2.25)-(2.31) expresadas como ecuaciones de desajuste. Este conjunto de ecuaciones tiene que resolverse para cada paso de integración Δt , por ejemplo, usando el método de Newton-Raphson (NR).

$$F_{\omega} = \omega_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{\omega}_{t-\Delta t} - \left(\omega_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{\omega}_t \right) = 0 \quad (2.25)$$

$$F_{\delta} = \delta_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{\delta}_{t-\Delta t} - \left(\delta_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{\delta}_t \right) = 0 \quad (2.26)$$

$$F_{P_{Gb}} = P_{Gb,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{Gb,t-\Delta t} - \left(P_{Gb,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{Gb,t} \right) = 0 \quad (2.27)$$

$$F_{P_{HP}} = P_{HP,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{HP,t-\Delta t} - \left(P_{HP,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{HP,t} \right) = 0 \quad (2.28)$$

$$F_{P_{IP}} = P_{IP,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{IP,t-\Delta t} - \left(P_{IP,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{IP,t} \right) = 0 \quad (2.29)$$

$$F_{P_{LP}} = P_{LP,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{LP,t-\Delta t} - \left(P_{LP,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{LP,t} \right) = 0 \quad (2.30)$$

$$F_{P_{ref}} = P_{ref,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{ref,t-\Delta t} - \left(P_{ref,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{ref,t} \right) = 0 \quad (2.31)$$

Note que las variables $(t-\Delta t)$ son constantes para el tiempo t . El sistema de ecuaciones (2.25) - (2.31) linealizado al aplicar el método de NR resulta en la ecuación matricial (2.32),

$$\begin{bmatrix} \Delta \omega \\ \Delta \delta \\ \Delta P_{Gb} \\ \Delta P_{HP} \\ \Delta P_{IP} \\ \Delta P_{LP} \\ \Delta P_{ref} \end{bmatrix}_{(k,t)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_{\omega}}{\partial \omega} & \frac{\partial F_{\omega}}{\partial \delta} & 0 & \frac{\partial F_{\omega}}{\partial P_{HP}} & \frac{\partial F_{\omega}}{\partial P_{IP}} & \frac{\partial F_{\omega}}{\partial P_{LP}} & 0 \\ \frac{\partial F_{\delta}}{\partial \omega} & \frac{\partial F_{\delta}}{\partial \delta} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial F_{P_{Gb}}}{\partial \omega} & 0 & \frac{\partial F_{P_{Gb}}}{\partial P_{Gb}} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{Gb}}}{\partial P_{ref}} \\ 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{HP}}}{\partial P_{Gb}} & \frac{\partial F_{P_{HP}}}{\partial P_{HP}} & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{IP}}}{\partial P_{HP}} & \frac{\partial F_{P_{IP}}}{\partial P_{IP}} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{LP}}}{\partial P_{IP}} & \frac{\partial F_{P_{LP}}}{\partial P_{LP}} & 0 \\ \frac{\partial F_{P_{ref}}}{\partial \omega} & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{ref}}}{\partial P_{ref}} \end{bmatrix}_{(k,t)}^{-1} \begin{bmatrix} F_{\omega} \\ F_{\delta} \\ F_{P_{Gb}} \\ F_{P_{HP}} \\ F_{P_{IP}} \\ F_{P_{LP}} \\ F_{P_{ref}} \end{bmatrix}_{(k,t)} \quad (2.32)$$

donde k representa las iteraciones del método. De forma compacta, la ecuación anterior se puede expresar como $[\Delta \Phi_T]_{(k,t)} = -[\mathbf{J}_T]_{(k,t)}^{-1} [\mathbf{F}_T]_{(k,t)}$.

2.3.6. Modelo dinámico de una planta hidroeléctrica

La Figura 2.14 representa el modelo dinámico de una central hidroeléctrica. En otras palabras, al modelo clásico del generador síncrono descrito en la Sección 2.3 se le integra el modelo de la turbina hidroeléctrica (ver Sección 2.3.2.2), el modelo del gobernador de velocidad (ver Sección 2.3.3.2) y el modelo del control secundario (ver Sección 2.3.4).

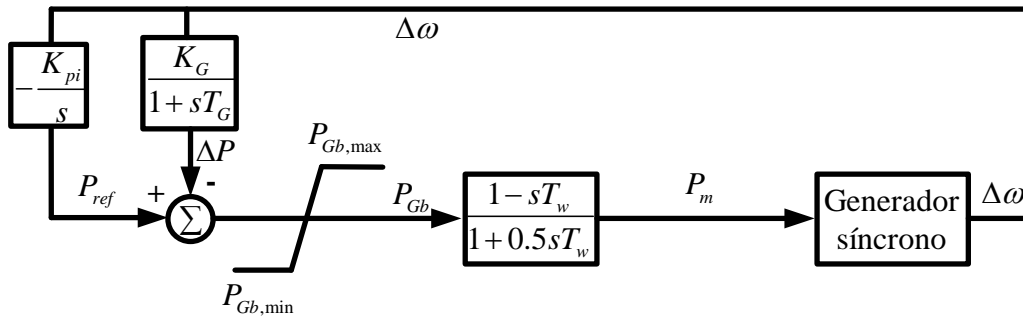


Figura 2.14 Diagrama de bloques de una planta hidroeléctrica

Para la solución de las ecuaciones diferenciales que representan este tipo de central, se puede emplear el método trapezoidal implícito detallado en el Anexo A, utilizando las expresiones en el dominio del tiempo (2.16), (2.17), (2.21), (2.23) y (2.24). Dando como resultado el conjunto de ecuaciones diferenciales discretizadas (2.33)-(2.37).

$$F_{\omega} = \omega_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{\omega}_{t-\Delta t} - \left(\omega_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{\omega}_t \right) = 0 \quad (2.33)$$

$$F_{\delta} = \delta_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{\delta}_{t-\Delta t} - \left(\delta_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{\delta}_t \right) = 0 \quad (2.34)$$

$$F_{\Delta P} = \Delta P_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \Delta \dot{P}_{t-\Delta t} - \left(\Delta P_t - \frac{\Delta t}{2} \Delta \dot{P}_t \right) = 0 \quad (2.35)$$

$$F_{P_g} = P_{g,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{g,t-\Delta t} - \left(P_{g,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{g,t} \right) = 0 \quad (2.36)$$

$$F_{P_{ref}} = P_{ref,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{ref,t-\Delta t} - \left(P_{ref,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{P}_{ref,t} \right) = 0 \quad (2.37)$$

El sistema de ecuaciones (2.33)-(2.37), al igual que en la sección anterior, puede linealizarse mediante el método de NR y ser resuelta por iteraciones k , como se muestra en (2.38).

$$\begin{bmatrix} \Delta\omega \\ \Delta\delta \\ \Delta P \\ \Delta P_m \\ \Delta P_{ref} \end{bmatrix}_{(k,t)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_\omega}{\partial \omega} & \frac{\partial F_\omega}{\partial \delta} & 0 & \frac{\partial F_\omega}{\partial P_m} & 0 \\ \frac{\partial F_\delta}{\partial \omega} & \frac{\partial F_\delta}{\partial \delta} & 0 & 0 & 0 \\ \frac{\partial F_{\Delta P}}{\partial \omega} & 0 & \frac{\partial F_{\Delta P}}{\partial \Delta P} & 0 & 0 \\ \frac{\partial F_{P_m}}{\partial \omega} & 0 & \frac{\partial F_{P_m}}{\partial \Delta P} & \frac{\partial F_{P_m}}{\partial P_m} & \frac{\partial F_{P_m}}{\partial P_{ref}} \\ \frac{\partial F_{P_{ref}}}{\partial \omega} & 0 & 0 & 0 & \frac{\partial F_{P_{ref}}}{\partial P_{ref}} \end{bmatrix}_{(k,t)}^{-1} \begin{bmatrix} F_\omega \\ F_\delta \\ F_{\Delta P} \\ F_{P_m} \\ F_{P_{ref}} \end{bmatrix}_{(k,t)} \quad (2.38)$$

De manera simplificada, (2.38) se puede expresar como $[\Delta\Phi_H]_{(k,t)} = -[\mathbf{J}_H]_{(k,t)}^{-1} [\mathbf{F}_H]_{(k,t)}$.

2.4. Modelado de enlaces VSC-HVDC de punto a punto

Los componentes físicos que integran un enlace VSC-HVDC de punto a punto se muestran en la Figura 2.15. La estación rectificadora VSC se encarga de transformar el voltaje de CA a CD, donde la corriente se transporta mediante un conductor y se hace el proceso inverso en la terminal opuesta [5]. Se emplean filtros de CA y transformadores OLTC para poder ajustar los voltajes de CA a las tensiones requeridas. Dentro de la red de CD se hace uso de reactores serie cuya función es la prevención de corrientes intermitentes, limitar las fallas de corriente dentro de la red de CD, prevenir la resonancia en los circuitos y reducir armónicos de corriente [9, 47]. También, los HVDC emplean bancos de capacitores que se cargan y descargan dependiendo de la dirección de la corriente con el fin de cumplir con el balance de potencia en el enlace de CD y con la potencia programada [11]. En la Figura 2.15 se diferencian ambas estaciones VSC con un subíndice i para la estación inversora y r para la estación rectificadora. Para realizar estudios de CAF, se emplean las variables de estado más fundamentales del VSC-HVDC que engloben el comportamiento de los circuitos de CA/CD en régimen estacionario y dinámico [37, 40].

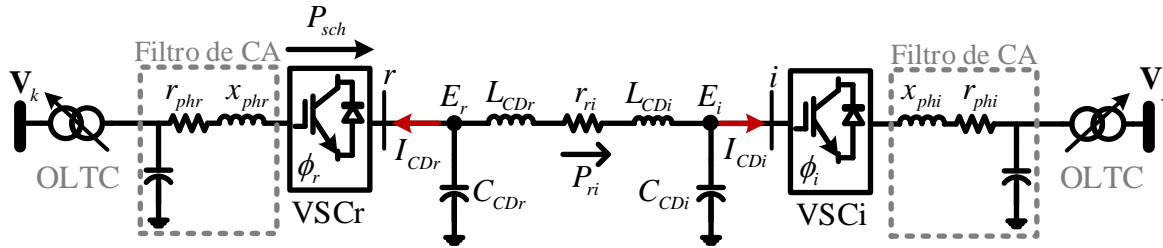


Figura 2.15 Representación de un enlace VSC-HVDC

2.4.1. Modelado de estaciones VSC en estado estacionario

Un enlace VSC-HVDC de punto a punto parte del modelado de las estaciones VSC como se muestra en la Figura 2.16, diferenciando cada convertidor por su respectivo subíndice. La Figura 2.16a) es la representación esquemática del VSC, mientras que la Figura 2.16b) muestra el modelo de circuito equivalente. Su análisis permite la obtención de las inyecciones de potencia del lado de CA y del lado de CD [39, 40]. En el lado de CA de la Figura 2.16b), la resistencia r_{ph} representa las pérdidas resistivas y la reactancia x_{ph} proviene de la interfaz magnética de la estación VSC con la red. El modelo del convertidor VSC tiene una susceptancia en derivación b_{eq} que permite emular el flujo de potencia reactiva a la red (inyección/absorción) y un transformador cambiador de fase ($k_2 m_a \angle \phi : 1$) que representa el comportamiento de la modulación por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés). m_a es la amplitud del índice de modulación $k_2 = \sqrt{3/8}$, ϕ es el ángulo de fase interno, y la conductancia en derivación g_{sw} representa las pérdidas por conmutación del VSC [37, 39].

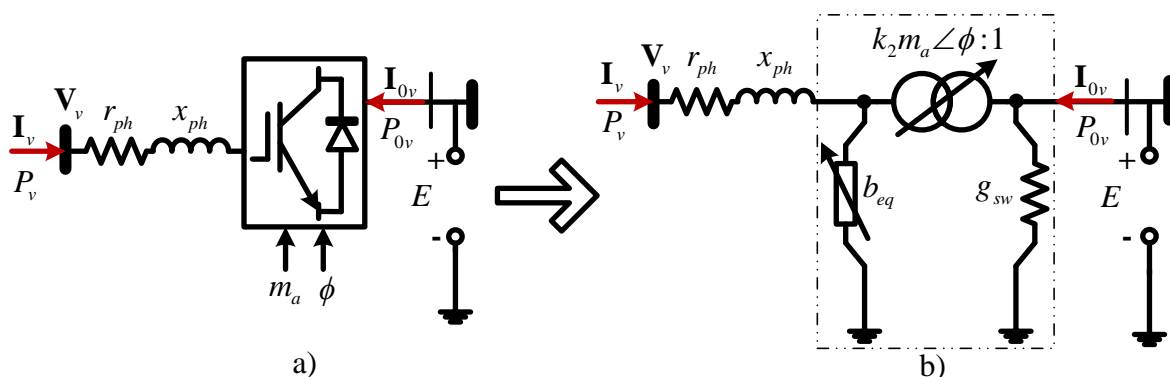


Figura 2.16 Modelo de una estación VSC: a) representación esquemática y b) circuito equivalente

Para obtener las inyecciones de potencia en cada lado del convertidor VSC, se aplican las leyes de corrientes de Kirchhoff en ambos extremos del circuito de la Figura 2.16b), de donde se obtiene la ecuación (2.39) [39],

$$\begin{bmatrix} \mathbf{I}_v \\ \mathbf{I}_{0v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ph} & -\mathbf{Y}_{ph} m_a k_2 \angle \phi \\ -\mathbf{Y}_{ph} m_a k_2 \angle \phi & m_a^2 k_2^2 (\mathbf{Y}_{ph} - j b_{ph}) + g_{sw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_v \\ E \end{bmatrix} \quad (2.39)$$

donde $\mathbf{Y}_{ph} = \mathbf{Z}_{ph}^{-1} = g_{ph} + j b_{ph}$ y el voltaje en terminales es $\mathbf{V}_v = |\mathbf{V}_v| \angle \theta_v$. Usando las ecuaciones de corriente de la ecuación matricial (2.39) se pueden calcular los flujos de potencia del VSC al pre multiplicar por la matriz diagonal de voltajes $\text{diag}([\mathbf{V}_v \ E])$, como se muestra en (2.40) [39].

$$\begin{bmatrix} \mathbf{S}_v \\ \mathbf{S}_{0v} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{V}_v & 0 \\ 0 & E \end{bmatrix} \left(\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{ph} & -\mathbf{Y}_{ph} m_a k_2 \angle \phi \\ -\mathbf{Y}_{ph} m_a k_2 \angle \phi & m_a^2 k_2^2 (\mathbf{Y}_{ph} - j b_{ph}) + g_{sw} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V}_v \\ E \end{bmatrix} \right)^* \quad (2.40)$$

Las inyecciones de potencia en los nodos de ambos lados del VSC resultan en el conjunto de expresiones de potencia activa y reactiva. Sin embargo, para estudios de flujos de potencia lineales, se desprecia la potencia reactiva. Por consiguiente, la potencia activa inyectada de la red de CA a la de CD y su análoga de CD a CA se pueden calcular como en (2.41) y (2.42), respectivamente,

$$P_v = |\mathbf{V}_v|^2 g_{ph} - E |\mathbf{V}_v| m_a k_2 [g_{ph} \cos(\gamma) - b_{ph} \sin(\gamma)] \quad (2.41)$$

$$P_{0v} = -E^2 m_a^2 k_2^2 g_{ph} - E |\mathbf{V}_v| m_a k_2 [g_{ph} \cos(\gamma) + b_{ph} \sin(\gamma)] + g_{sw} E^2 \quad (2.42)$$

donde γ es la apertura angular entre el ángulo del voltaje nodal de CA y el ángulo interno de la estación VSC, y se calcula como $\gamma = \theta_v - \phi$ [37, 38].

Las ecuaciones de potencia (2.41)-(2.42) son no lineales. Sin embargo, con el fin de realizar simulaciones dinámicas para estudios de CAF de manera eficiente, se utilizan los siguientes supuestos:

- Se desprecian las pérdidas resistivas $g_{ph} = g_{sw} = 0$.

- Los voltajes en el sistema cuentan con una dinámica rápida tal que para el periodo de simulación se mantienen en un valor de 1 [pu], $|\mathbf{V}_v| = |m_a k_2 E| \approx 1$ [pu].
- La diferencia angular γ es tan pequeña que se puede aproximar $\sin(\gamma) \approx \gamma$.

Lo anterior da lugar a las inyecciones de potencia activa del convertidor VSC, P_v y P_{0v} , que se muestran en 2.43a) y 2.43b), respectivamente, [41, 42].

$$\begin{aligned} \text{a) } P_v &= b_{ph} (\theta_v - \phi) & \text{b) } P_{0v} &= b_{ph} (\phi - \theta_v) \end{aligned} \quad (2.43)$$

2.4.2. Modelado del enlace de CD

Una línea de CD puede representarse a través de un modelo π , con dos elementos inductivos y un elemento resistivo en serie, y con una capacitancia en derivación en los nodos terminales de la línea. La Figura 2.17 muestra el modelo de un conductor que interconecta dos estaciones VSC-HVDC de punto a punto, entre los nodos r e i .

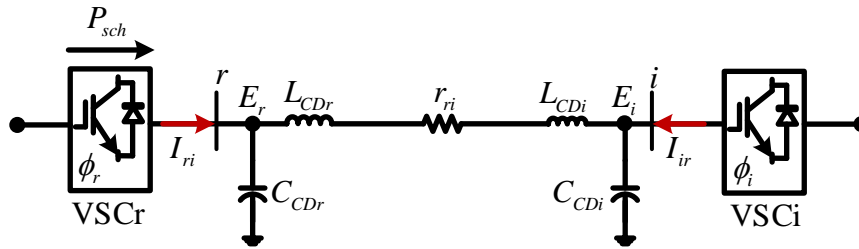


Figura 2.17 Modelo de circuito de una línea de CD

Realizando un análisis básico de circuitos al modelo de línea anterior con el fin de obtener las inyecciones de corriente nodales, se llega a la ecuación (2.44) que representa un modelo de dos puertos de una línea de CD en estado estacionario,

$$\begin{bmatrix} I_{ri} \\ I_{ir} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{rr} & -g_{ri} \\ -g_{ri} & g_{ii} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_r \\ E_i \end{bmatrix} \quad (2.44)$$

donde las conductancias nodales se calculan como $g_{rr} = g_{ii} = g_{ri} = r_{ri}^{-1}$. Las inyecciones de potencia nodal pueden calcularse con el producto $P = EI$, donde I es el vector de corrientes mostrado en (2.44). La inyección de potencia en los nodos r e i , despreciando las pérdidas en

CD, se puede calcular como en 2.45a) y 2.45b), y el modelo resultante se puede representar por la Figura 2.18.

$$\begin{aligned} \text{a) } P_{ri} &= g_{ri} (E_r - E_i) & \text{b) } P_{ir} &= g_{ri} (E_i - E_r) \end{aligned} \quad (2.45)$$

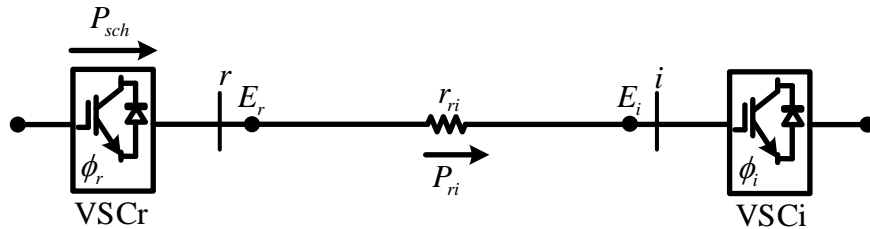


Figura 2.18 Modelo de la línea de CD para análisis de flujos de potencia lineales

2.4.3. Modelado de estaciones VSC en régimen dinámico

Es indispensable conocer la dinámica del sistema cuando ocurren variaciones de voltaje y potencia a través del SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Para este fin, el modelo en régimen dinámico de una estación VSC debe capturar el comportamiento del filtro en CD, dando lugar a la representación mostrada en la Figura 2.19 [37, 39].

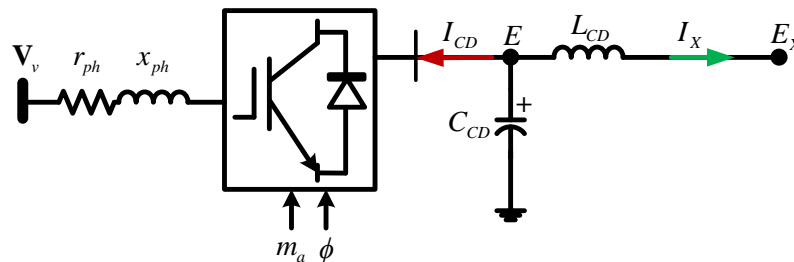


Figura 2.19 Representación esquemática de una estación VSC en régimen dinámico

Los voltajes en CD están gobernados por las dinámicas asociadas con el banco de capacitores, mientras que las corrientes del enlace están dictadas por los filtros inductivos. Lo anterior se traduce matemáticamente en las ecuaciones diferenciales (2.46) y (2.47), las cuales aplican tanto al modelo del rectificador como al del inversor [37, 39, 41],

$$\dot{E} = -C_{CD}^{-1} (I_x + I_{CD}) \quad (2.46)$$

$$\dot{I}_x = L_{CD}^{-1} (E - E_x) \quad (2.47)$$

donde $I_{CD} = P_{0v} E^{-1}$.

2.4.3.1. Estación VSC rectificadora – control de potencia

La Figura 2.20 muestra el control de potencia de la estación VSC rectificadora que debe asegurar que a la salida se mantenga un valor programado de potencia activa P_{sch} . De aquí se observa que la potencia es controlada por un regulador PI de acuerdo con el error generado en la potencia del VSC P_{0v} y la potencia programada P_{sch} . Esto se logra mediante la regulación de la diferencia angular γ , entre el ángulo interno de la estación VSC ϕ , y el ángulo del voltaje nodal θ_v [37, 48].

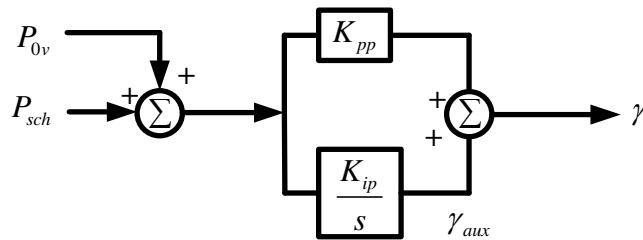


Figura 2.20 Control de potencia activa en el rectificador

Las ecuaciones diferenciales (2.48) y (2.49) describen el comportamiento dinámico del VSC con control de potencia en el dominio del tiempo, de acuerdo con la Figura 2.20.

$$\dot{\gamma}_{aux} = K_{ip} (P_{sch} + P_{0v}) \quad (2.48)$$

$$\gamma = K_{pp} (P_{sch} + P_{0v}) + \dot{\gamma}_{aux} \quad (2.49)$$

Usando el método trapezoidal implícito se discretizan las ecuaciones diferenciales de la estación VSC con control de potencia (2.46)- (2.48) para obtener las ecuaciones de desajuste (2.50)-(2.52).

$$F_E = E_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{E}_{t-\Delta t} - \left(E_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{E}_t \right) = 0 \quad (2.50)$$

$$F_{I_x} = I_{X,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{X,t-\Delta t} - \left(I_{X,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{X,t} \right) = 0 \quad (2.51)$$

$$F_{\gamma_{aux}} = \gamma_{aux,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{\gamma}_{aux,t-\Delta t} - \left(\gamma_{aux,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{\gamma}_{aux,t} \right) = 0 \quad (2.52)$$

Las funciones discretas se pueden resolver con el método Newton-Raphson, para k iteraciones y para cada paso de integración Δt , de acuerdo con (2.53).

$$\begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta I_x \\ \Delta \gamma_{aux} \end{bmatrix}_{(k,t)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_E}{\partial E} & \frac{\partial F_E}{\partial I_x} & 0 \\ \frac{\partial F_{I_x}}{\partial E} & \frac{\partial F_{I_x}}{\partial I_x} & 0 \\ 0 & 0 & \frac{\partial F_{\gamma_{aux}}}{\partial \gamma_{aux}} \end{bmatrix}_{(k,t)}^{-1} \begin{bmatrix} F_E \\ F_{I_x} \\ F_{\gamma_{aux}} \end{bmatrix}_{(k,t)} \quad (2.53)$$

O bien, de manera compacta se puede expresar como $[\Delta \Phi_{\text{Psch}}]_{(k,t)} = -[\mathbf{J}_{\text{Psch}}]^{-1}_{(k,t)} [\mathbf{F}_{\text{Psch}}]_{(k,t)}$.

2.4.3.2. Estación VSC inversora – control de voltaje de CD

La Figura 2.21 muestra el control de voltaje de la estación VSC inversora, el cual relaciona el voltaje E del bus de CD del convertidor con su referencia E_{nom} . Dando como resultado una señal de error que entra a un control PI y que monitorea la dinámica de la corriente de CD, I_{CD} , que entra al convertidor. El diagrama de bloques se traduce en las ecuaciones diferenciales (2.54) y (2.55) [37, 48].

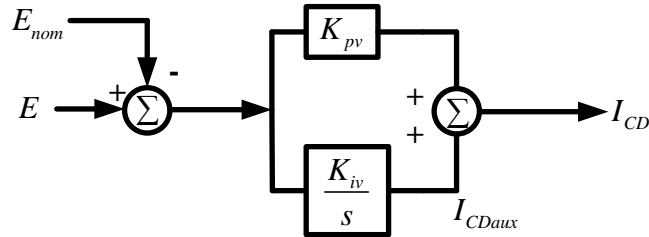


Figura 2.21 Control de voltaje de CD en el inversor

$$\dot{I}_{CDaux} = K_{iv} (E - E_{nom}) \quad (2.54)$$

$$I_{CD} = \dot{I}_{CDaux} + K_{pv} (E - E_{nom}) \quad (2.55)$$

Discretizando la ecuación diferencial anterior (2.54), de acuerdo con el procedimiento mostrado en Anexo A para el método trapezoidal implícito. Haciendo uso de las ecuaciones diferenciales (2.46)-(2.47), se genera el grupo de funciones discretizadas (2.56)-(2.58) para este modelo de VSC con control de voltaje [48].

$$F_E = E_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{E}_{t-\Delta t} - \left(E_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{E}_t \right) = 0 \quad (2.56)$$

$$F_{I_X} = I_{X,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{X,t-\Delta t} - \left(I_{X,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{X,t} \right) = 0 \quad (2.57)$$

$$F_{I_{CDaux}} = I_{CDaux,t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{CDaux,t-\Delta t} - \left(I_{CDaux,t} - \frac{\Delta t}{2} \dot{I}_{CDaux,t} \right) = 0 \quad (2.58)$$

Este conjunto de funciones de desajuste se puede resolver aplicando el método de NR, como se muestra en (2.59),

$$\begin{bmatrix} \Delta E \\ \Delta I_X \\ \Delta I_{CDaux} \end{bmatrix}_{(k,t)} = - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_E}{\partial E} & \frac{\partial F_E}{\partial I_X} & 0 \\ \frac{\partial F_{I_X}}{\partial E} & \frac{\partial F_{I_X}}{\partial I_X} & 0 \\ \frac{\partial F_{I_{CDaux}}}{\partial E} & 0 & \frac{\partial F_{I_{CDaux}}}{\partial I_{CDaux}} \end{bmatrix}_{(k,t)}^{-1} \begin{bmatrix} F_E \\ F_{I_X} \\ F_{I_{CDaux}} \end{bmatrix}_{(k,t)} \quad (2.59)$$

y de manera compacta puede representarse como $[\Delta \Phi]_{Slack}(k,t) = -[\mathbf{J}]_{Slack}^{-1}(k,t) [\mathbf{F}]_{Slack}(k,t)$.

Capítulo 3. Planteamiento general para estudios de control automático de frecuencia en SEP con enlaces VSC-HVDC

3.1. Introducción

En las últimas décadas, el auge de fuentes de generación renovable, microrredes y redes inteligentes ha propiciado la integración de nuevas tecnologías a los sistemas convencionales de CA con el fin de modernizarlos y hacer más eficiente su operación [38, 49, 50]. Lo anterior, reduciendo tanto pérdidas de energía como disminuyendo las emisiones de gases de efecto invernadero [38, 51]. Para llevar a cabo esta actualización de los SEP, se deben hacer estudios de prefactibilidad y análisis de contingencias empleando diversas técnicas para incluir enlaces VSC-HVDC. Naturalmente, esto implica modelos no lineales que requieren tiempos de cómputo prolongados. Para disminuir los recursos computacionales necesarios en los estudios de CAF, es necesario modificar los modelos de SEP linealizando las ecuaciones de flujo de potencia incluyendo los asociados con los enlaces VSC-HVDC [41].

La Figura 3.1 muestra las diferentes maneras en las que los enlaces VSC-HVDC de punto a punto se pueden conectar a los SEP convencionales, es decir, de forma embebida, en paralelo con una línea de CA y entre dos sistemas de potencia. La conexión embebida facilita un intercambio de potencia controlable y preciso, optimizando e incrementando la capacidad de transmisión en las líneas vecinas y al mismo tiempo reduciendo las pérdidas en todo el sistema [11, 15]. La conexión en paralelo con una línea de transmisión logra que el sistema HVDC mitigue los embotellamientos en los lados de CA con alta demanda. Por otro lado, la interconexión entre áreas de CA logra que el desbalance de potencia en alguna de las dos áreas sea aliviado con inyecciones de potencia provenientes de la reserva operativa de la otra red. Además, evita la propagación de fallas entre los sistemas y permite el control del flujo de potencia con fines económicos [10, 15].

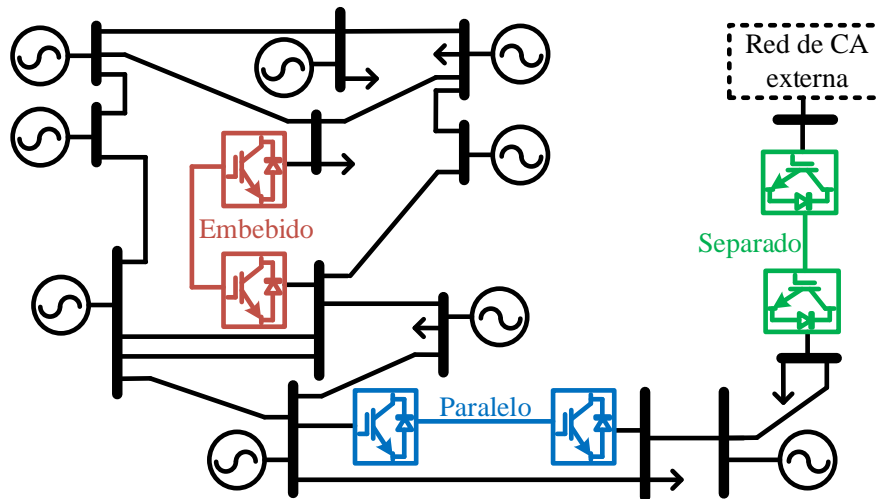


Figura 3.1 Conexiones de sistemas VSC-HVDC de punto a punto en SEP [10, 15]

3.2. Flujos de potencia en SEP

3.2.1. Sistemas de transmisión de CA

La metodología para el análisis numérico que se emplea en este trabajo de tesis se denomina flujos de potencia lineales (también conocidos como flujos de CD), cuyas ecuaciones de desajuste para el SEP convencional solo considera la potencia activa, sin tomar en cuenta los flujos de potencia reactiva [29, 43]. La Figura 3.2 muestra un nodo genérico de un SEP el cual es utilizado para realizar el planteamiento general de la metodología. La ecuación (3.1) muestra la potencia calculada en el nodo k , misma que se deriva de los modelos matemáticos lineales de las Secciones 2.2.1, 2.2.2 y 2.2.3, líneas de transmisión, transformadores OLTC y cargas, respectivamente,

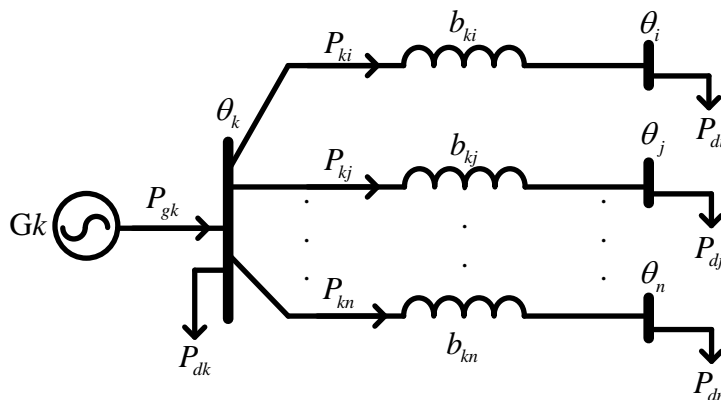


Figura 3.2 Nodo genérico de un SEP de CA

$$P_k^{cal} = \sum_{n \in k}^m b_{kn} (\theta_k - \theta_n) \quad (3.1)$$

donde m es la cantidad de elementos de transmisión conectados al nodo k y b_{kn} es la susceptancia entre los buses [39, 41, 42].

Aplicando (3.1) a todos los nodos del SEP de la Figura 3.2, se obtienen los balances de potencia nodales en las redes de CA. Es decir, en cada nodo del sistema se plantea el desbalance de potencia de acuerdo con la ecuación (3.2), obteniendo la ecuación matricial mostrada en (3.3),

$$\Delta P_k^{CA} = P_{gk} - P_{dk} - P_k^{cal} = 0 \quad (3.2)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1 \\ \vdots \\ \Delta P_k \\ \Delta P_i \\ \vdots \\ \Delta P_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} b_1 & \cdots & -b_{1k} & -b_{1i} & \cdots & -b_{1n} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ -b_{k1} & \cdots & b_k & -b_{ki} & \cdots & -b_{kn} \\ -b_{i1} & \cdots & -b_{ik} & b_i & \cdots & -b_{in} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -b_{n1} & \cdots & -b_{nk} & -b_{ni} & \cdots & b_n \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \theta_1 \\ \vdots \\ \theta_k \\ \theta_i \\ \vdots \\ \theta_n \end{bmatrix} \quad (3.3)$$

la cual puede representarse de manera compacta como $[\Delta \mathbf{P}_{CA}] = [\mathbf{B}_{CA}][\boldsymbol{\theta}_{CA}]$. Los términos diagonales de esta matriz se definen por $b_k = \sum_{n \in k} b_{kn}$ y los fuera de la diagonal como $b_{kn} = b_{nk}$.

Para calcular los flujos de potencia de la red mediante este modelo matemático, se tienen que calcular inicialmente las variables de estado asociadas $\boldsymbol{\theta}_{CA}$, es decir, los ángulos nodales del SEP. Dado que se conocen previamente los desajustes de potencia $\Delta \mathbf{P}_{CA}$ y la matriz de susceptancias nodales \mathbf{B}_{CA} , la solución da como resultado la ecuación (3.4) [29].

$$[\boldsymbol{\theta}_{CA}] = [\mathbf{B}_{CA}]^{-1} [\Delta \mathbf{P}_{CA}] \quad (3.4)$$

3.2.2. Enlaces VSC-HVDC

La Figura 3.3 muestra la representación de un enlace VSC-HVDC de punto a punto que se conecta a dos terminales de CA de un SEP. Debe recalarse que, como se discutió en la Sección 2.4.2, la ecuación (2.45) describe el comportamiento del flujo de potencia dentro del enlace de CD, la cual puede reescribirse como en (3.5a) y (3.5b).

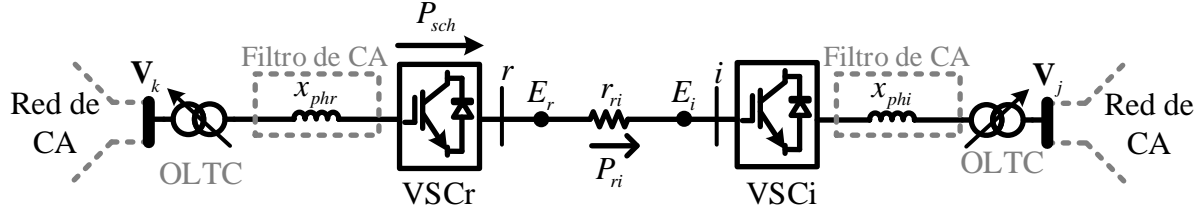


Figura 3.3 Enlace VSC-HVDC genérico conectado a dos nodos del SEP de CA

$$\text{a) } P_{ri} = g_{ri} (E_r - E_i) \qquad \text{b) } P_{ir} = g_{ri} (E_i - E_r) \qquad (3.5)$$

Aplicando (3.5a) y (3.5b) a todos los enlaces VSC-HVDC que se conectan al SEP, se obtienen los balances de potencia nodales en los enlaces de CD. Es decir, en cada línea de CD del sistema se plantea el desbalance de potencia de acuerdo con la ecuación (3.6), obteniendo la ecuación matricial mostrada en (3.7),

$$\Delta P_j^{CD} = P_{gi} - P_{dj} - P_j^{cal} = 0 \qquad (3.6)$$

$$\begin{bmatrix} \Delta P_1^{CD} \\ \Delta P_2^{CD} \\ \vdots \\ \Delta P_j^{CD} \\ \Delta P_k^{CD} \\ \vdots \\ \Delta P_n^{CD} \\ \Delta P_m^{CD} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} g_{11} & -g_{12} & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ -g_{12} & g_{22} & \cdots & 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & g_{jj} & -g_{jk} & \cdots & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \cdots & -g_{jk} & g_{kk} & \cdots & 0 & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \vdots \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & g_{nm} & -g_{nm} \\ 0 & 0 & \cdots & 0 & 0 & \cdots & -g_{nm} & g_{nm} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} E_1 \\ E_2 \\ \vdots \\ E_j \\ E_k \\ \vdots \\ E_n \\ E_m \end{bmatrix} \qquad (3.7)$$

la cual puede representarse de manera compacta como $[\Delta \mathbf{P}_{CD}] = [\mathbf{G}_{CD}][\mathbf{E}_{CD}]$.

Para calcular los flujos de potencia de manera general, mediante el modelo matemático planteado, se tienen que calcular los voltajes en CD de cada estación VSC, es decir, la matriz \mathbf{E}_{CD} . Puesto que se conocen previamente los desajustes de potencia $\Delta \mathbf{P}_{CD}$ y la matriz de conductancias nodales \mathbf{G}_{CD} , la solución de (3.7) da como resultado la ecuación (3.8).

$$[\mathbf{E}_{CD}] = [\mathbf{G}_{CD}]^{-1} [\Delta \mathbf{P}_{CD}] \qquad (3.8)$$

3.3. Ejemplo de aplicación de la metodología propuesta para CAF

La Figura 3.4 muestra el SEP que se emplea para derivar la formulación generalizada de sistemas CA con enlaces VSC-HVDC de punto a punto para estudios dinámicos de CAF. El SEP de prueba de 5 nodos de IEEE [52] ha sido modificado para incorporar un enlace VSC-HVDC reemplazando la línea de transmisión de CA que conecta los nodos 3 y 4 [53]. Inicialmente se plantean las ecuaciones de balances de potencias nodales de la red, usando las expresiones de flujos de potencia activa lineales descritas en las Secciones 3.2.1 y 3.2.2 para encontrar el punto de equilibrio del SEP. Posteriormente, se obtienen las condiciones iniciales de las variables de estado asociadas a las ecuaciones diferenciales de las centrales eléctricas (ver Secciones 2.3.5 y 2.3.6) y de los controles asociados a las estaciones VSC (ver Sección 2.4.3). Finalmente, el conjunto de ecuaciones algebraicas y diferenciales discretizadas se resuelven iterativamente por el método de NR para cada paso de integración [39].

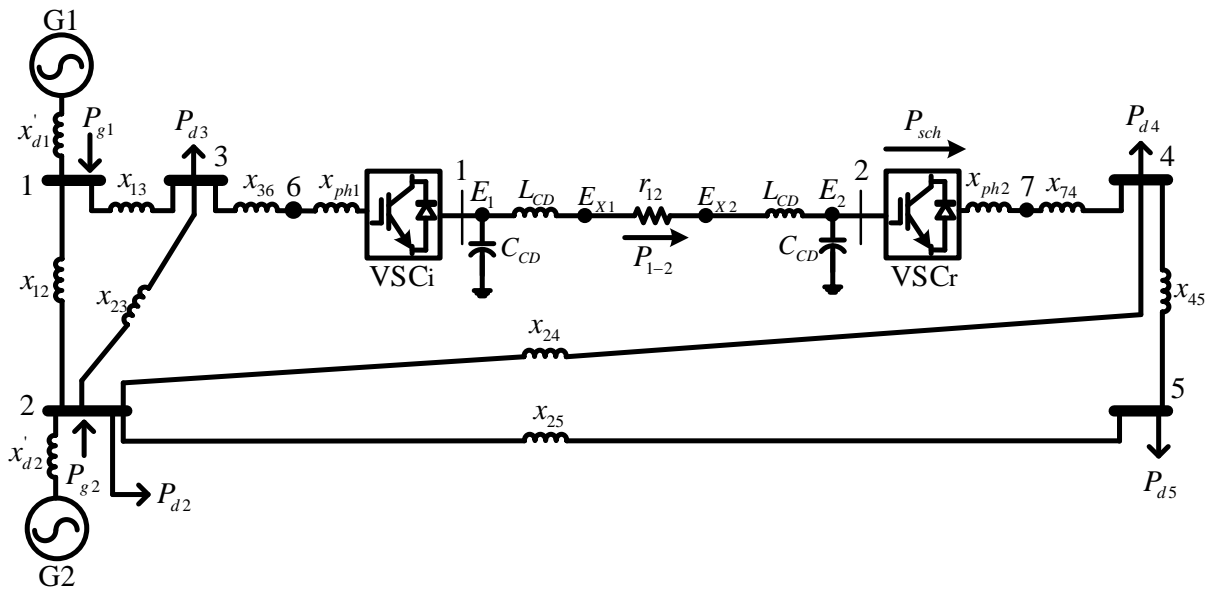


Figura 3.4 Sistema de potencia de prueba con un enlace VSC-HVDC

3.3.1.1. Planteamiento de las ecuaciones del SEP con un enlace VSC-HVDC

Se realizan las siguientes suposiciones para determinar las ecuaciones de balance nodal: la estación inversora VSCi se conecta al nodo 6 del SEP, con un valor de voltaje en CD fijo en $E_1 = 1$ [pu] y la estación rectificadora VSCr asociado al nodo 7 del área de CA, regula el flujo de potencia en CD en un valor programado P_{sch} .

Usando las expresiones presentadas en las Secciones 3.2.1 y 3.2.2, se obtienen los balances de potencia nodales en la red de CA y en el enlace de CD de la Figura 3.4. Es decir, en cada nodo del SEP se plantea el balance de potencia de acuerdo con $\Delta P = P_g - P_d - P^{cal} = 0$. Obteniendo los balances nodales de manera explícita en (3.9):

$$\begin{aligned}
 P_{g1} - P_{d1} &= b_{12}(\theta_1 - \theta_2) + b_{13}(\theta_1 - \theta_3) \\
 P_{g2} - P_{d2} &= b_{21}(\theta_2 - \theta_1) + b_{23}(\theta_2 - \theta_3) + b_{24}(\theta_2 - \theta_4) + b_{25}(\theta_2 - \theta_5) \\
 P_{g3} - P_{d3} &= b_{31}(\theta_3 - \theta_1) + b_{32}(\theta_3 - \theta_2) + b_{36}(\theta_3 - \theta_6) \\
 P_{g4} - P_{d4} &= b_{42}(\theta_4 - \theta_2) + b_{45}(\theta_4 - \theta_5) + b_{47}(\theta_4 - \theta_7) \\
 a) \quad P_{g5} - P_{d5} &= b_{52}(\theta_5 - \theta_2) + b_{54}(\theta_5 - \theta_4) \\
 P_{g6} - P_{d6} &= b_{63}(\theta_6 - \theta_3) + b_{ph1}(\theta_6 - \phi_1) \\
 P_{g7} - P_{d7} &= b_{74}(\theta_7 - \theta_4) + b_{ph2}(\theta_7 - \phi_2) \\
 P_{sch} &= b_{ph2}(\phi_2 - \theta_7) \\
 b) \quad P_{CDg1} - P_{CDd1} &= g_{12}(E_1 - E_2) + b_{ph1}(\phi_1 - \theta_6) \\
 P_{CDg2} - P_{CDd2} &= g_{21}(E_2 - E_1) + b_{ph2}(\phi_2 - \theta_7)
 \end{aligned} \tag{3.9}$$

donde (3.9a) y (3.9b) representan los balances nodales para la red de CA y el enlace de CD, respectivamente. Note que en (3.9a) se ha anexado la ecuación de potencia programada P_{sch} correspondiente a la estación rectificadora VSCr. Los vectores de desajuste de potencia y de variables de estado se muestran en (3.10) y (3.11), respectivamente.

$$[\Delta \mathbf{P}_{CA}] = [\Delta P_1 \quad \Delta P_2 \quad \Delta P_3 \quad \Delta P_4 \quad \Delta P_5 \quad \Delta P_6 \quad \Delta P_7]^T, \quad [\Delta \mathbf{P}_{CD}] = [\Delta P_{CD1} \quad \Delta P_{CD2}]^T, \tag{3.10}$$

$$[\mathbf{P}_{sch}] = P_{sch}$$

$$[\boldsymbol{\theta}_{CA}] = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \theta_3 \quad \theta_4 \quad \theta_5 \quad \theta_6 \quad \theta_7]^T, \quad [\boldsymbol{\phi}_{CD}] = [\phi_1 \quad \phi_2]^T, \quad [\mathbf{E}_{CD}] = [E_1 \quad E_2]^T \tag{3.11}$$

Expresando el sistema de ecuaciones (3.9) en términos de sus variables de estado, se llega a las matrices de susceptancias y conductancias nodales siguientes,

$$[\mathbf{B}_{CA}] = \begin{bmatrix} b_{11} & -b_{12} & -b_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -b_{21} & b_{22} & -b_{23} & -b_{24} & -b_{25} & 0 & 0 \\ -b_{31} & -b_{32} & b_{33} & 0 & 0 & -b_{36} & 0 \\ 0 & -b_{42} & 0 & b_{44} & -b_{45} & 0 & -b_{47} \\ 0 & -b_{52} & 0 & -b_{54} & b_{55} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -b_{63} & 0 & 0 & b_{66} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -b_{74} & 0 & 0 & b_{77} \end{bmatrix} \quad (3.12)$$

$$[\mathbf{G}_{CD}] = \begin{bmatrix} g_{11} & -g_{12} \\ -g_{21} & g_{22} \end{bmatrix} \quad (3.13)$$

$$[\mathbf{B}_{sch}] = \begin{bmatrix} 0 & -b_{ph2} & 0 & b_{ph2} \end{bmatrix} \quad (3.14)$$

$$[\mathbf{B}_{phCA}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{ph1} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -b_{ph2} \end{bmatrix}^T \quad (3.15)$$

$$[\mathbf{B}_{phCD}] = \begin{bmatrix} -b_{ph1} & 0 & b_{ph1} & 0 \\ 0 & -b_{ph2} & 0 & b_{ph2} \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

donde la matriz de susceptancias nodales del SEP y la matriz de conductancias nodales del enlace de CD, están dadas por \mathbf{B}_{CA} (3.12) y \mathbf{G}_{CD} (3.13), respectivamente. Por otro lado, \mathbf{B}_{sch} se refiere al vector de susceptancias nodales de la potencia programada y se detalla en (3.14). Finalmente, las matrices de susceptancias que acoplan matemáticamente el enlace de CD con la red de CA son \mathbf{B}_{phCA} y \mathbf{B}_{phCD} , mostradas en (3.15) y (3.16). Note que éstas últimas matrices se forman al aplicar la ecuación (2.43) a cada estación VSC, $P_v = b_{ph}(\theta_v - \phi)$ y $P_{0v} = b_{ph}(\phi - \theta_v)$.

Expresando el sistema de ecuaciones (3.9) de forma matricial, se llega al modelo lineal del SEP con un enlace VSC-HVDC de punto a punto, es decir, la ecuación (3.17),

$$\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}_{CA} \\ \Delta \mathbf{P}_{CD} \\ \mathbf{P}_{sch} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{B}_{CA} & \mathbf{B}_{phCA} & \mathbf{0} \\ \mathbf{0} & \mathbf{B}_{phCD} & \mathbf{G}_{CD} \\ \mathbf{0} & \mathbf{B}_{sch} & \mathbf{0} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \boldsymbol{\theta}_{CA} \\ \boldsymbol{\phi}_{VSC} \\ \mathbf{E}_{CD} \end{bmatrix} \quad (3.17)$$

donde $\mathbf{0}$ representa una matriz de ceros de orden correspondiente. De manera compacta, la ecuación (3.17) puede reescribirse como $[\Delta \mathbf{P}_{red}^0] = [\mathbf{M}_{red}^0][\boldsymbol{\Psi}_{red}^0]$.

3.3.2. Formulación general para estudios de CAF

3.3.2.1. Punto de equilibrio inicial

El punto de equilibrio inicial asegura que los resultados obtenidos durante la simulación dinámica converjan en resultados confiables y prácticos. El estado estacionario del sistema se obtiene con un estudio previo de flujos de potencia [39], necesario para que la herramienta desarrollada en esta tesis pueda realizar estudios de CAF.

Regresando al SEP de la Figura 3.4, y su modelo lineal resumido en la ecuación matricial (3.17), se adoptan los siguientes supuestos para calcular el punto de equilibrio:

1. Las variables de estado asociadas a los nodos con generadores *slack* son variables conocidas, en este caso $\theta_1 = 0$, por lo que sus ecuaciones relativas se eliminan, es decir, se eliminan sus filas y columnas de la matriz $\mathbf{M}_{\text{red}}^0$.
2. Como en el enlace VSC-HVDC la estación inversora tiene controlado y especificado el voltaje en CD, $E_{\text{Slack}} = E_1 = 2$ [pu], se descarta la columna de la matriz $\mathbf{M}_{\text{red}}^0$ correspondiente a dicho nodo; sin embargo, este vector columna se guarda definido como $\mathbf{g}_{\text{slack}}$ en (3.18), para poder utilizarlo en cálculos subsecuentes.

$$[\mathbf{g}_{\text{slack}}] = [0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ 0 \ g_{12} \ 0 \ 0]^T \quad (3.18)$$

3. Completados los dos pasos anteriores, surge una nueva representación matemática del SEP, $[\Delta \mathbf{P}_{\text{red}}] = [\mathbf{M}_{\text{red}}][\Psi_{\text{red}}]$, para el punto de equilibrio. Con este nuevo sistema de ecuaciones, se obtiene el estado estacionario del SEP al aplicar la ecuación (3.19)

$$[\Psi_{\text{red}}] = [\mathbf{M}_{\text{red}}]^{-1}([\Delta \mathbf{P}_{\text{red}}] - [\mathbf{g}_{\text{slack}}]E_1) \quad (3.19)$$

donde los vectores de desajuste de potencia y de variables de estado se muestran en (3.20) y (3.21), respectivamente.

$$[\Delta \mathbf{P}_{\text{red}}] = [\Delta P_2 \ \Delta P_3 \ \Delta P_4 \ \Delta P_5 \ \Delta P_6 \ \Delta P_7 \ \Delta P_{CD1} \ \Delta P_{CD2} \ P_{sch}]^T \quad (3.20)$$

$$[\Psi_{\text{red}}] = [\theta_2 \ \theta_3 \ \theta_4 \ \theta_5 \ \theta_6 \ \theta_7 \ \phi_1 \ \phi_2 \ E_2]^T \quad (3.21)$$

Note que para tomar en cuenta el voltaje constante E_1 del inversor, es necesario restar el producto $[g_{slack}]E_1$ al nuevo vector de desbalances nodales $\Delta\mathbf{P}_{red}$ de la ecuación (3.19).

3.3.2.2. Régimen dinámico

Una vez obtenido el punto de equilibrio inicial del SEP con un enlace VSC-HVDC de punto a punto, puede llevarse a cabo la simulación dinámica del sistema. Se definen inicialmente el tiempo de perturbación t_p y el tiempo final de simulación t_f . Para realizar estudios de CAF, en cada tiempo (t) se resuelven las ecuaciones algebraicas de la red, y con estos resultados, se solucionan las ecuaciones diferenciales discretizadas. Una vez resuelto el conjunto de ecuaciones, se incrementa en Δt el tiempo de simulación, repitiendo el procedimiento hasta t_f . Esta metodología se describe en los siguientes puntos:

A. Retomando el SEP de la Figura 3.4, junto con la ecuación matricial $[\Delta\mathbf{P}_{red}^0] = [\mathbf{M}_{red}^0][\Psi_{red}^0]$ de (3.17). La matriz de susceptancias nodales del SEP, \mathbf{B}_{CA} , se modifica mediante la adición de las susceptancias transitorias de eje directo de los generadores síncronos, $b'_{d1} = (x'_{d1})^{-1}$ y $b'_{d2} = (x'_{d2})^{-1}$, en sus nodos de conexión (1 y 2 en este caso), obteniéndose (3.22).

$$[\mathbf{B}_{CA}] = \begin{bmatrix} b_{11} + b'_{d1} & -b_{12} & -b_{13} & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -b_{21} & b_{22} + b'_{d2} & -b_{23} & -b_{24} & -b_{25} & 0 & 0 \\ -b_{31} & -b_{32} & b_{33} & 0 & 0 & -b_{36} & 0 \\ 0 & -b_{42} & 0 & b_{44} & -b_{45} & 0 & -b_{47} \\ 0 & -b_{52} & 0 & -b_{54} & b_{55} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -b_{63} & 0 & 0 & b_{66} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -b_{74} & 0 & 0 & b_{77} \end{bmatrix} \quad (3.22)$$

B. Para el régimen dinámico, las matrices de acoplo entre las estaciones VSC y la red de CA dejan de ser necesarias, debido a que se dan a través de las inyecciones de potencia en cada convertidor. Esto conduce a que \mathbf{B}_{phCA} y \mathbf{B}_{phCD} se conviertan en matrices de ceros de orden correspondiente.

C. Se elimina en $[\Delta\mathbf{P}_{red}^0] = [\mathbf{M}_{red}^0][\Psi_{red}^0]$, la fila correspondiente a la potencia programada \mathbf{P}_{sch} del rectificador, lo anterior a raíz de que la potencia inyectada (en este caso en el nodo 7) se calcula a cada instante de tiempo para el convertidor, $P_{sch(t)} = I_{CD(t)}E_{2(t)}$. Posteriormente, esta

inyección de potencia se acomoda en el vector de potencias (3.23), para ser considerado durante la solución de las variables de estado algebraicas.

$$[\mathbf{P}_{\text{sch}}]_{(t)} = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & I_{CD(t)} E_{2(t)} \end{bmatrix}^T \quad (3.23)$$

D. Se definen las matrices de los filtros de CA en (3.24a), \mathbf{b}_{ph} , referente a las susceptancias de las estaciones VSC y las reactancias transitorias de eje directo en (3.24b), \mathbf{b}_{xd} . Note que, en ambas matrices, las reactancias se colocan en las posiciones correspondientes a sus nodos de la conexión en el SEP.

$$\text{a) } \mathbf{b}_{\text{ph}} = \begin{bmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ -b_{\text{ph}1} & 0 \\ 0 & -b_{\text{ph}2} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad \text{b) } \mathbf{b}_{\text{xd}} = \begin{bmatrix} -b'_{d1} & 0 \\ 0 & -b'_{d2} \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \\ 0 & 0 \end{bmatrix} \quad (3.24)$$

E. Por otra parte, al igual que en la Sección 3.3.2.1, se elimina la fila y columna correspondiente al voltaje E_1 de la matriz $\mathbf{M}_{\text{red}}^0$, para dar un punto de referencia de voltaje al enlace de CD. El vector extraído se nombra como $\mathbf{g}'_{\text{slack}}$ y se muestra en (3.25).

$$[\mathbf{g}'_{\text{slack}}] = \begin{bmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & g_{12} & 0 \end{bmatrix}^T \quad (3.25)$$

F. Después de completar los pasos anteriores, se obtiene una nueva representación matemática del SEP con enlaces VSC-HVDC para régimen dinámico. Con este nuevo sistema de ecuaciones, se obtiene el punto de equilibrio dado por la ecuación (3.26), en el tiempo (t) ,

$$[\Psi_{\text{red}}]_{(t)} = [\mathbf{M}_{\text{red}}]^{-1} \left(\begin{bmatrix} \Delta \mathbf{P}_{\text{red}} \end{bmatrix}_{(t)} - [\mathbf{b}_{\text{xd}}] \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \end{bmatrix}_{(t)} - [\mathbf{b}_{\text{ph}}] \begin{bmatrix} \phi_1 \\ \phi_2 \end{bmatrix}_{(t)} - [\mathbf{g}'_{\text{slack}}] E_{1(t)} - [\mathbf{P}_{\text{sch}}]_{(t)} \right) \quad (3.26)$$

donde las matrices $\Delta \mathbf{P}_{\text{red}}$ y Ψ_{red} tienen la forma de (3.27) y (3.28), respectivamente.

$$[\Delta \mathbf{P}_{\text{red}}] = [\Delta P_1 \quad \Delta P_2 \quad \Delta P_3 \quad \Delta P_4 \quad \Delta P_5 \quad \Delta P_6 \quad \Delta P_7 \quad \Delta P_{CD_2}]^T \quad (3.27)$$

$$[\Psi_{\text{red}}] = [\theta_1 \quad \theta_2 \quad \theta_3 \quad \theta_4 \quad \theta_5 \quad \theta_6 \quad \theta_7 \quad E_2]^T \quad (3.28)$$

De forma compacta, la ecuación (3.26) se escribe como $[\Psi'_{\text{red}}]_{(t)} = [\mathbf{M}'_{\text{red}}]^{-1}[\Delta \mathbf{P}'_{\text{red}}]_{(t)}$.

Al conocer el voltaje de la estación inversora E_1 y asumiendo que al trabajar con dinámicas lentas éste se mantiene en su valor conocido durante toda la simulación, entonces se calcula su ángulo interno ϕ_1 en cada tiempo t mediante (3.29),

$$\phi_1 = \theta_6 - (P_{E1})x_{ph1} \quad (3.29)$$

donde P_{E1} es el flujo de potencia a través de la estación inversora.

G. Una vez resueltas las ecuaciones algebraicas de la red, se procede a resolver las ecuaciones diferenciales de las centrales de generación termoeléctrica e hidroeléctrica (ver Secciones 2.3.5 y 2.3.6) y los controles de las estaciones VSC rectificadora e inversora (ver Secciones 2.4.3.1 y 2.4.3.2), mediante el método de Newton-Raphson en cada tiempo (t).

La Figura 3.5 muestra el diagrama de flujo del algoritmo desarrollado para la realización de estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto, el cual es una modificación del algoritmo presentado en [39]. Observe que variables de estado en régimen dinámico $\Delta \Phi$, y ecuaciones de desajuste referentes a la discretización de las ecuaciones diferenciales \mathbf{F}_Φ , representan cada uno de los componentes que se conectan al SEP, mismos que se pueden reescribir como (3.30) y (3.31), respectivamente.

$$\Delta \Phi = [\Delta \Phi_H \quad \Delta \Phi_T \quad \Delta \Phi_{\text{Slack}} \quad \Delta \Phi_{\text{Psch}}] \quad (3.30)$$

$$\mathbf{F}_\Phi = [\mathbf{F}_H \quad \mathbf{F}_T \quad \mathbf{F}_{\text{Slack}} \quad \mathbf{F}_{\text{Psch}}] \quad (3.31)$$

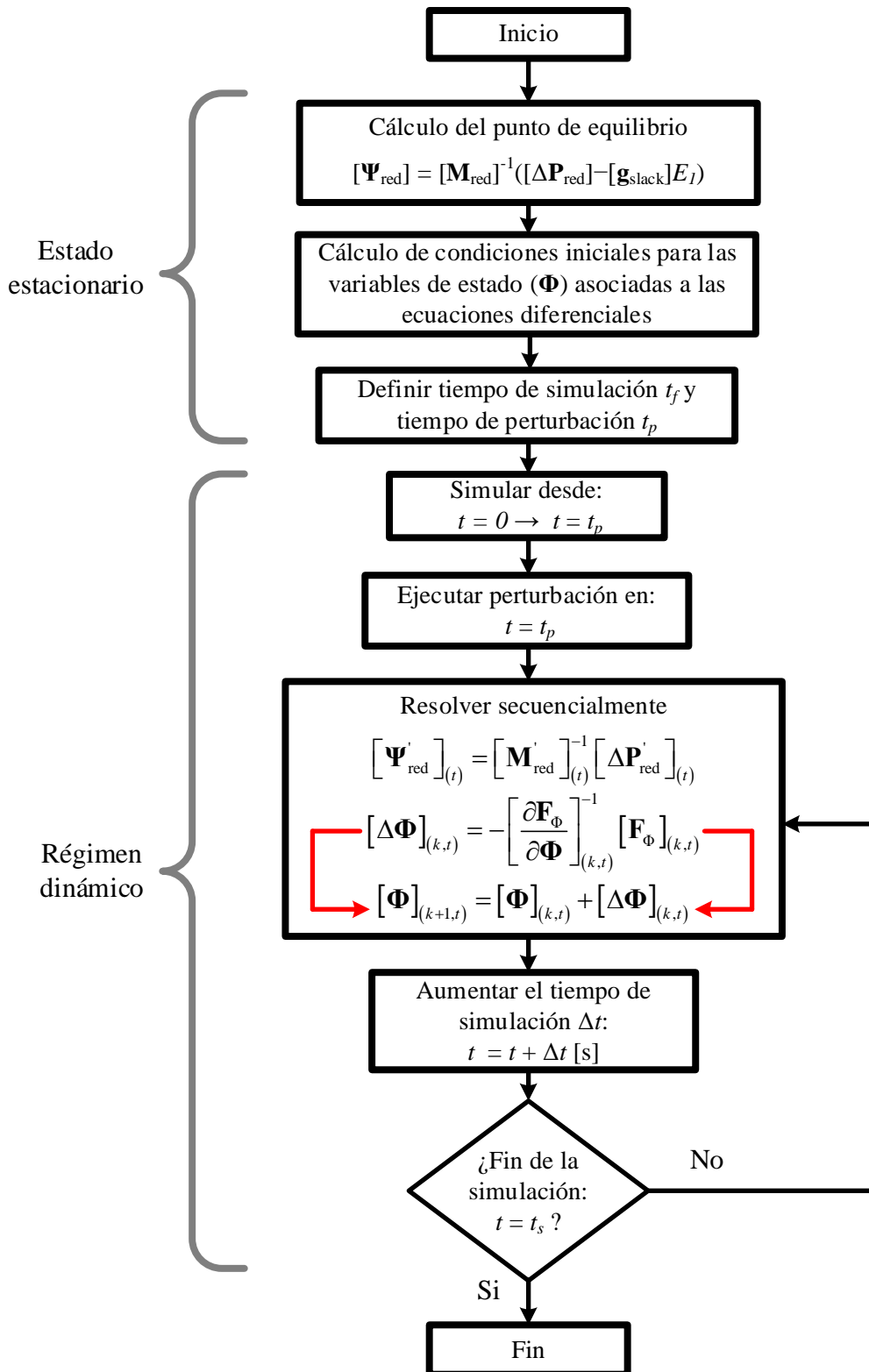


Figura 3.5 Diagrama de flujo del método para estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto

Capítulo 4. Casos de estudio

4.1. Introducción

El presente capítulo se enfoca en los casos de estudio referentes al CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Para lograr el objetivo anterior, se codifican en Matlab[®] los análisis de flujos de potencia lineales en estado estable y régimen dinámico. Aunado a esto, se resuelven los modelos dinámicos de las plantas generadoras (ver Sección 2.3) y los controles de las estaciones VSC (ver Sección 2.4). Los estudios de caso presentados en esta tesis siguen el mismo camino que los planteados en las referencias [39, 42], resumido en el diagrama de flujo de la Figura 3.5.

En primera instancia, para tener certeza de las ventajas de incluir enlaces VSC-HVDC de punto a punto en redes de CA convencionales, la prueba de concepto se lleva a cabo comparando los resultados del estudio de CAF entre el sistema de 5 nodos de IEEE [52], con el sistema de 5 nodos de IEEE modificado [53]. Teniendo en cuenta que en este último SEP se intercambia una línea de transmisión por un enlace VSC-HVDC de punto a punto. Se someten ambos SEP ante las mismas perturbaciones de carga/generación, agregando un análisis de CAF durante un cambio en la potencia programada.

Adicionalmente, el segundo caso de estudio presenta un sistema de potencia de 24 nodos de IEEE [54, 55], cuya generación combina plantas hidroeléctricas y termoeléctricas, mismo que se modifica para incorporar dos enlaces VSC-HVDC. Este SEP se evalúa mediante dos escenarios operativos, el primero compuesto por una simulación de múltiples perturbaciones, y el segundo ante la desconexión de un enlace VSC-HVDC. Con esto se demuestran las ventajas de la herramienta dinámica desarrollada en la presente tesis para realizar estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Ciertamente, estos análisis son importantes para planear estrategias que propicien una operación eficiente y confiable en los SEP modernos.

4.2. Prueba de concepto – SEP de 5 nodos de IEEE

El SEP de 5 nodos de IEEE [52] de la Figura 4.1 se utiliza para validar conceptualmente la formulación desarrollada en esta tesis para estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Este sistema de prueba cuenta con una demanda total de 165 [MW] y dos centrales hidroeléctricas con potencias nominales de 200 [MW] y 100 [MW], G1 y G2, respectivamente. Es preciso aclarar que cada generador síncrono (GS) cuenta con las regulaciones primaria y secundaria en todas las simulaciones. Los parámetros del SEP se presentan en el Anexo B, en las Tablas B1-B3, para una base de 100 [MVA].

La Tabla 4. muestra las condiciones iniciales de los GS. El SEP de la Figura 4.1 se analiza ante dos escenarios operativos, cuyas perturbaciones se enumeran a continuación:

1. Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%
2. Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%

En ambos escenarios se contempla que la perturbación aparece en $t_p = 1$ [s] y el CAF finaliza en $t_f = 90$ [s]. Es necesario mencionar que este SEP cuenta con sus dos plantas de generación en la misma área de CA y estas se encuentran acopladas eléctricamente entre sí, lo que causa que sus respuestas en frecuencia sean similares para efectos del CAF.

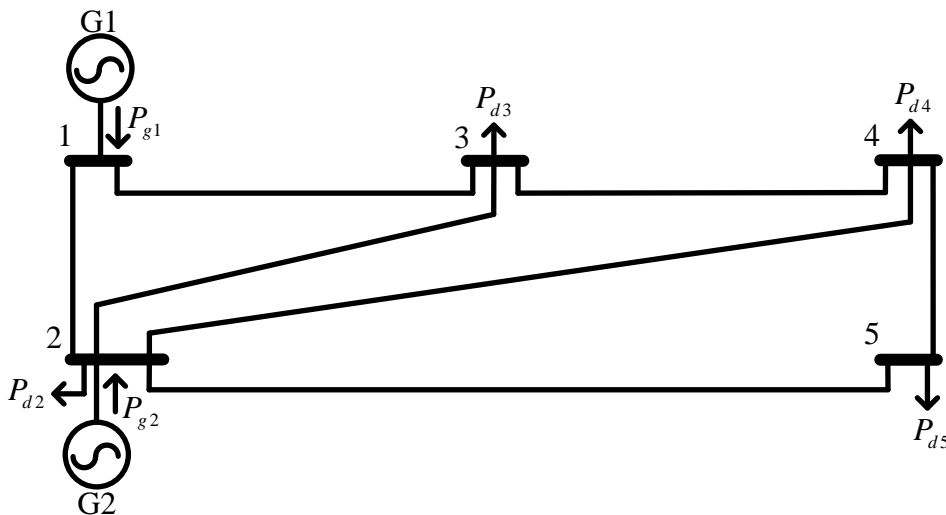


Figura 4.1 Red de 5 nodos de IEEE [52]

Tabla 4.1 Condiciones iniciales de los GS en el sistema de 5 nodos de IEEE

Variable	G1	G2
θ [rad]	0.000	-0.0513
ω [rad/s]	$2\pi(50)$	$2\pi(50)$
δ [rad]	0.1637	0.0367
ΔP [pu]	0.000	0.000
P_g [pu]	1.2500	0.4000
P_{ref} [pu]	1.2500	0.4000

4.2.1. Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%

La Figura 4.2a) muestra la desviación de la frecuencia que experimentan los generadores síncronos. En los primeros instantes, la frecuencia disminuye hasta adquirir un valor mínimo de $f = 49.66$ [Hz] en $t = 2.937$ [s] e inicia con un comportamiento oscilatorio. Los controles electromecánicos (regulación primaria y secundaria) buscan detener dichas oscilaciones y llevar al sistema a un nuevo estado estable que se encuentre en el rango de las condiciones nominales de operación. Posteriormente, en $t = 50$ [s] las oscilaciones prácticamente desaparecen cuando la frecuencia es de 49.94 [Hz]. Finalmente, el control secundario eleva la frecuencia de manera paulatina hasta tener un valor de 49.95 [Hz] al final de los 90 [s] de simulación. Al presentarse el aumento en la potencia demandada del SEP, las potencias generadas se redistribuyen como se observa en la Figura 4.2b). Aumentan su valor llegando a los picos máximos de generación de 137.60 [MW] y 52.58 [MW], de G1 y G2 respectivamente, con oscilaciones que se atenúan en el tiempo. Estas oscilaciones desaparecen en $t = 50$ [s] gracias a los controles electromecánicos de las plantas. Finalmente, en $t = 90$ [s] la generación se establece en 132.4 [MW] y 47.37 [MW], respectivamente.

La respuesta de los ángulos internos en los GS al cambio en las condiciones de carga/generación de la red, se observa en la Figura 4.2c). De modo que, se forma una pendiente descendente con oscilaciones que se detienen en $t = 50$ [s]. Cabe resaltar que dicha dinámica también se repite en los ángulos de los voltajes nodales en el resto de la red. Observe que, debido a la regulación secundaria, las potencias de referencia P_{ref} en los GS aumentan su valor con el objetivo de llevar la frecuencia del sistema a su rango nominal de operación. En la Figura 4.2d) se muestra que la potencia de referencia aumenta de manera suave, donde al final del CAF estas llegan a 129.10 [MW] y 44.08 [MW], para G1 y G2 respectivamente.

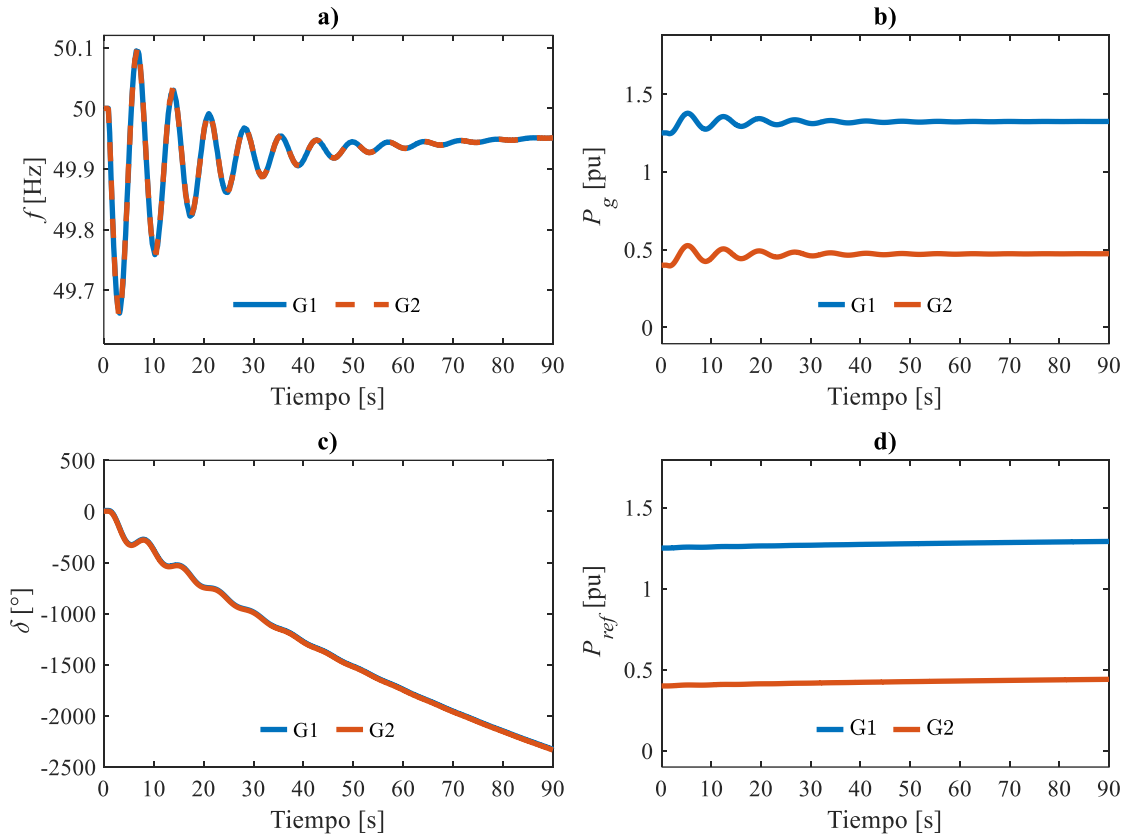


Figura 4.2 Escenario 1 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}

4.2.2. Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%

Al darse un exceso de generación en el SEP, la frecuencia de la red responde a la perturbación como se muestra en la Figura 4.3a). Instantes después de la perturbación, la frecuencia aumenta su valor hasta tener un pico máximo de $f = 50.19$ [Hz] en $t = 2.939$ [s] e inicia un comportamiento oscilatorio. No obstante, dicho comportamiento se atenúa a través del tiempo, tal que se detiene en aproximadamente $t = 50$ [s] con un valor en frecuencia de 50.03 [Hz], finalizando el CAF con el mismo valor. La potencia generada que inyectan los generadores al SEP cae cuando se desconecta carga, por lo que los controles electromecánicos de las plantas necesitan estabilizar el sistema y mantener la frecuencia en su rango nominal de operatividad. La Figura 4.3b) muestra que las potencias generadas disminuyen sus valores hasta un mínimo de 118 [MW] y 32.97 [MW], para G1 y G2 respectivamente, iniciando con un comportamiento oscilatorio. Mismo que se detiene en $t = 50$ [s] con potencias generadas de 120.90 [MW] y 35.89 [MW], las cuales se sostienen hasta $t = 90$ [s]. Los ángulos internos de

los GS se muestran en la Figura 4.3c), los cuales exhiben una pendiente ascendente con cierto grado de oscilación que se desvanece en $t = 50$ [s]. Por otro lado, la Figura 4.3d) muestra que las potencias de referencia disminuyen para reestablecer la frecuencia a un rango dentro de su valor nominal, llegando a 120.90 [MW] y 35.89 [MW] al final del CAF.

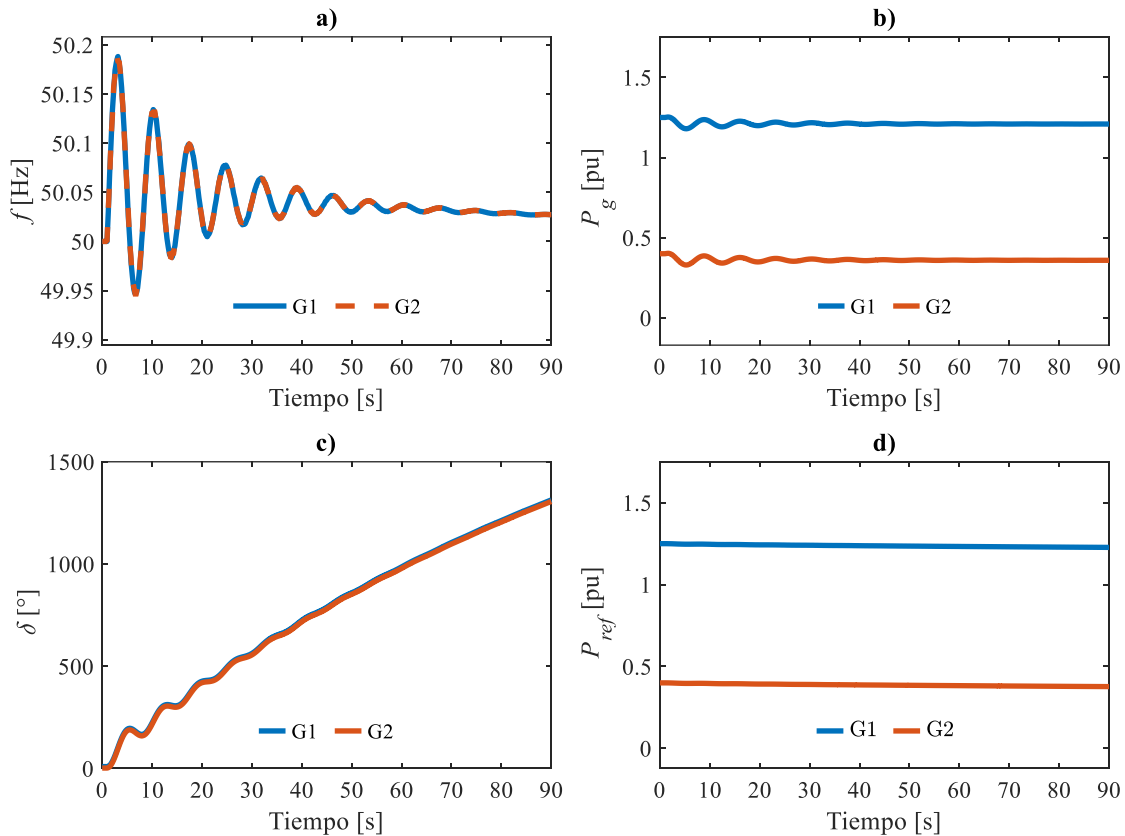


Figura 4.3 Escenario 2 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}

4.3. SEP de 5 nodos de IEEE con un enlace VSC-HVDC

Para completar la prueba de concepto, los resultados de los estudios de CAF obtenidos en la Sección 4.2 son comparados con los obtenidos en un SEP al que se le añade un enlace VSC-HVDC. Al sistema de potencia de 5 buses de IEEE se le intercambia la línea de transmisión que conecta los nodos 3 y 4 por un enlace VSC-HVDC de punto a punto, como se muestra en el SEP de la Figura 4.4. Se asume que el enlace VSC-HVDC tiene una potencia programada de $P_{sch} = 40$ [MW] en estado estacionario. Los parámetros de todos los elementos se dan en el Anexo B en las Tablas B1-B4, para una base de 100 [MVA].

La Tabla 4.2 muestra las condiciones iniciales de los generadores síncronos, mientras que la Tabla 4.3 indica el estado estacionario de las estaciones VSC. El SEP de la Figura 4.4 tiene tres escenarios operativos diferentes, cuyas perturbaciones se enumeran a continuación:

1. Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%
2. Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%
3. Escenario 3 - aumento de la potencia programada, P_{sch} , del VSC-HVDC de 40 [MW] a 80 [MW]

En ambos escenarios se asume que la perturbación inicia en $t_p = 1$ [s] y que el CAF finaliza en $t_f = 90$ [s]. Es necesario mencionar que para distinguir entre el SEP convencional (Figura 4.1) y el SEP con un enlace VSC-HVDC (Figura 4.4) se denominan a los dos sistemas como SEP-CA y SEP-VSC, respectivamente.

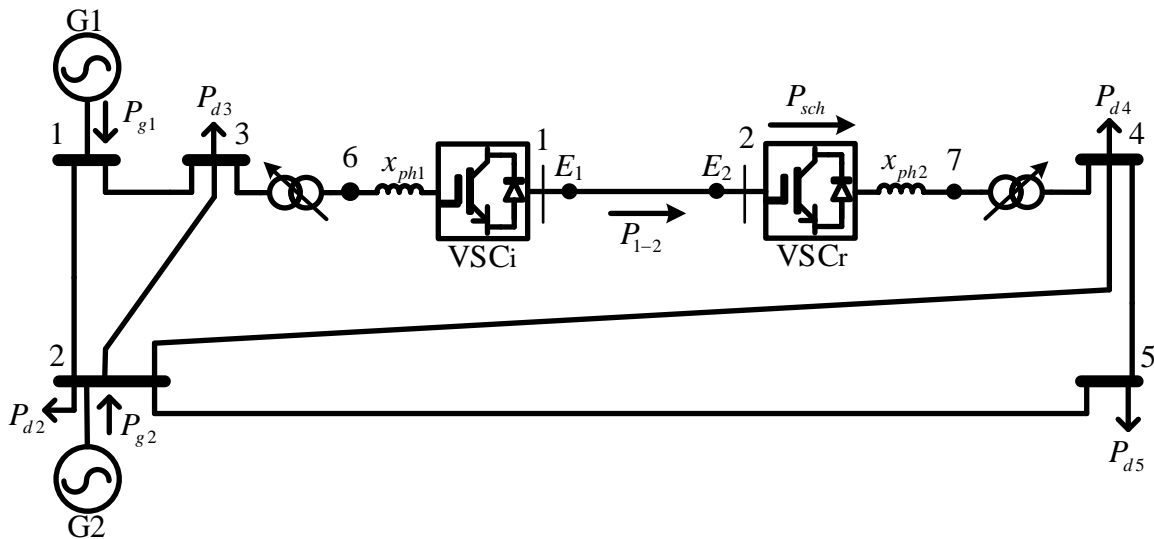


Figura 4.4 SEP de 5 nodos de IEEE con un enlace VSC-HVDC de punto a punto [53]

Tabla 4.2 Condiciones iniciales de los GS en el SEP con un enlace VSC-HVDC

Variable	G1	G2
θ [rad]	0.000	-0.0645
ω [rad/s]	$2\pi(50)$	$2\pi(50)$
δ [rad]	0.1637	0.0235
ΔP [pu]	0.000	0.000
P_g [pu]	1.2500	0.4000
P_{ref} [pu]	1.2500	0.4000

Tabla 4.3 Condiciones iniciales de las estaciones VSC del enlace HVDC

Variable	VSC _i	Variable	VSC _r
E_{CD} [pu]	2.0000	E_{CD} [pu]	1.9960
I_X [pu]	-0.2000	I_X [pu]	0.2004
θ [rad]	-0.0220	θ [rad]	-0.2045
ϕ [rad]	-0.0020	ϕ [rad]	-0.2245
P_{1-2} [pu]	0.4000	P_{sch} [pu]	0.4000

4.3.1. Escenario 1 - aumento de la potencia demandada en 10%

La respuesta del SEP ante el incremento de la carga, en un contexto de estudios de CAF, involucra cambios en la frecuencia del SEP. Observe que, debido a la adición del VSC-HVDC, el comportamiento dinámico del SEP-VSC (que incluye la línea HVDC) cambia con respecto al SEP-CA, como se observa en la Figura 4.5. Por ejemplo, en la frecuencia de las redes se observa: (i) que el punto mínimo de frecuencia es de 49.66 [Hz] en $t = 2.937$ [s] en el SEP-CA (ver Figura 4.2a)), mientras que la frecuencia es de 49.76 [Hz] en $t = 2.891$ [s] en el SEP-VSC (ver Figura 4.5a)), mejorando 100 [mHz] en magnitud y 46 [ms] en tiempo (2 ciclos de 50 [Hz]); (ii) una atenuación de oscilaciones en 50 [s] y 20 [s] para el SEP-CA y SEP-VSC, respectivamente, mejorando 30 [s] la respuesta en este último.

La Figura 4.5b) expone el comportamiento de las potencias generadas en el SEP-VSC ante el aumento de la potencia demandada. Los controles electromecánicos aumentan la generación en un primer momento a $P_{g1} = 133.60$ [MW] y $P_{g2} = 48.64$ [MW] e inician con oscilaciones tenues. Estas pequeñas oscilaciones de potencia se detienen prácticamente en $t = 10$ [s] aunque la potencia aumenta paulatinamente hasta llegar a $P_{g1} = 131.8$ y $P_{g2} = 46.81$ [MW] en $t = 90$ [s]. Comparando las respuestas de las potencias generadas en el SEP-CA mostradas en la Figura 4.2b) con las del SEP-VSC de la Figura 4.5b), se observa la desaparición de las oscilaciones y el menor aumento en las magnitudes de potencia generada en el caso del SEP con el enlace VSC-HVDC. Por otro lado, las respuestas de los ángulos internos y las potencias de referencia de los GS en ambos sistemas de potencia exhiben un comportamiento similar, sin embargo, es necesario recalcar sus diferencias. El comportamiento de los ángulos internos en el SEP-CA (ver Figura 4.2c)) exhibe mayores oscilaciones en comparación con los ángulos del SEP-VSC mostrados en la Figura 4.5c). Además, las potencias de referencia al final del estudio de CAF en el SEP-CA reportadas en la Figura 4.2d), $P_{ref1} = 129.10$ [MW] y $P_{ref2} =$

44.08 [MW], son ligeramente mayores a las obtenidas con el SEP-VSC mostradas en la Figura 4.5d), es decir, $P_{ref1} = 128.70$ [MW] y $P_{ref2} = 43.68$ [MW].

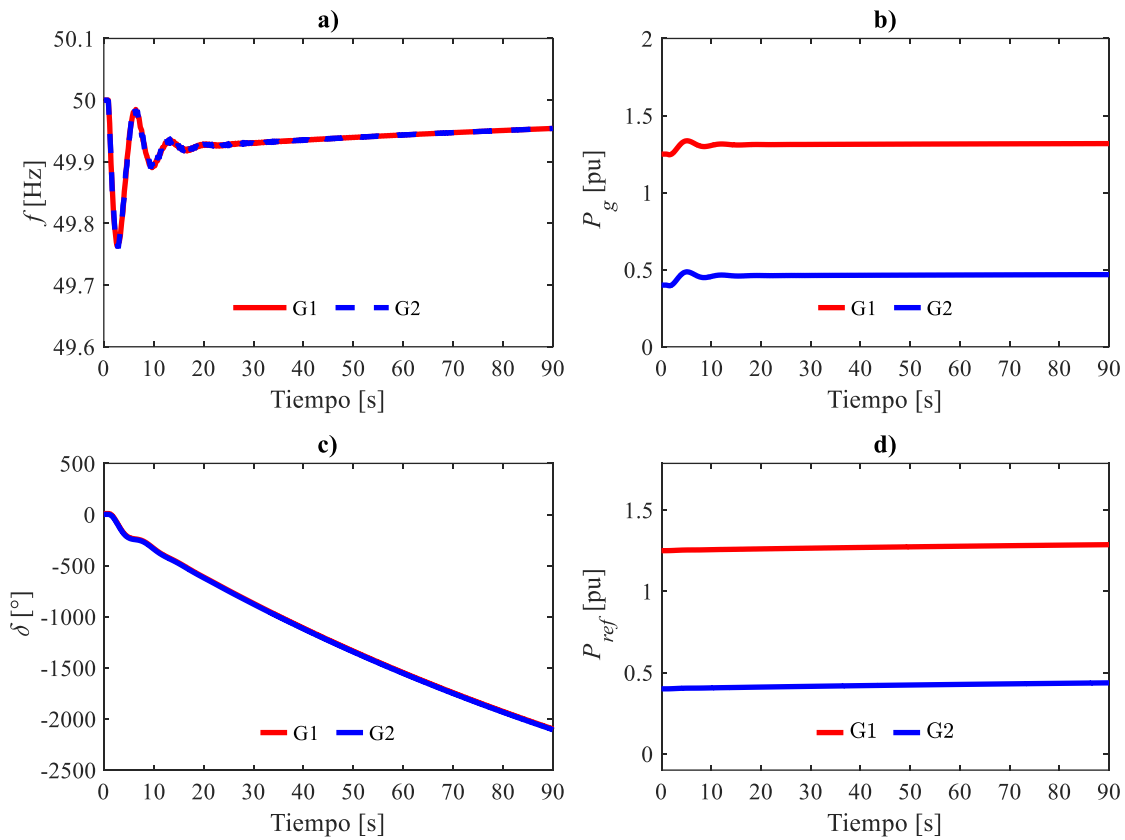


Figura 4.5 Escenario 1 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}

Las estaciones VSC cuentan con su propia dinámica al estar expuestos a cambios en las condiciones operativas de la red de CA. Como era de esperarse, la potencia de CD del enlace HVDC, mostrada en la Figura 4.6a), se mantiene en el mismo valor que la potencia programada (ver Figura 4.6c)), es decir, $P_{1-2} = P_{sch} = 40$ [MW]. Similarmente, la Figura 4.6b) muestra que los voltajes de CD permanecen en sus mismos valores, antes y durante la perturbación, con $E_1 = 2$ [pu] y $E_2 = 1.996$ [pu]. Debido a las características de desacoplamiento de oscilaciones eléctricas en el enlace VSC-HVDC, todas las perturbaciones en las áreas de CA no afectan al enlace VSC-HVDC. Sin embargo, el ángulo interno de las estaciones VSC mostrado en la Figura 4.6d) se comporta de manera similar a los ángulos internos de los GS mostrados en la Figura 4.5c).

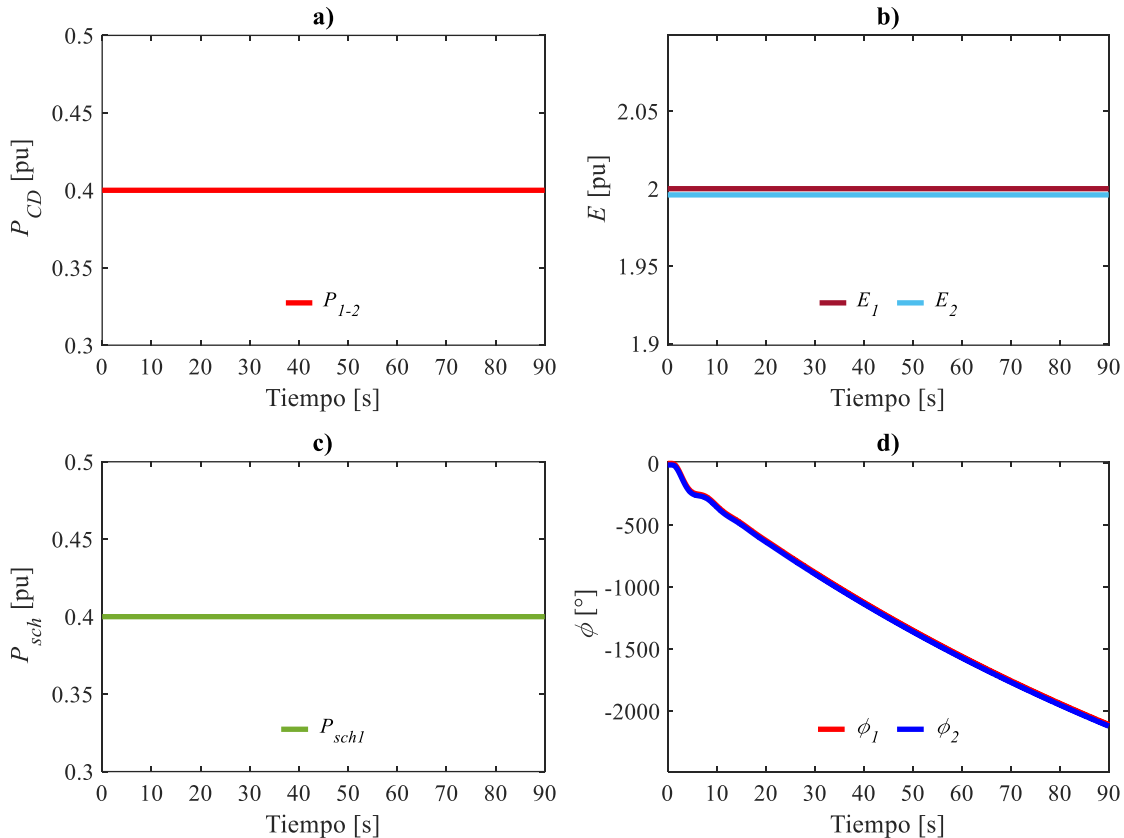


Figura 4.6 Enlace VSC-HVDC: a) potencia en CD, b) voltaje de CD, c) potencia programada, d) ángulo interno de los VSC

4.3.2. Escenario 2 - disminución de la potencia demandada en 5%

Al desconectar carga, los rotores de los GS se aceleran, lo que a su vez propicia un incremento en la frecuencia y una caída en la potencia generada. Específicamente, las frecuencias presentan el comportamiento siguiente: (i) el punto máximo de frecuencia es de 50.19 [Hz] en $t = 2.939$ [s] para el SEP-CA (ver Figura 4.3a)), mientras que este fue de 50.13 [Hz] en $t = 2.829$ [s] para el SEP-VSC (ver Figura 4.7a)). Es decir, se desvía 150 [mHz] menos en magnitud y 110 [ms] de adelanto en tiempo (o 5.5 ciclos de 50 [Hz]) para el SEP con HVDC; (ii) desaparecen las oscilaciones en 50[s] y 20 [s] para el SEP-CA y el SEP-VSC, respectivamente, acelerando 30 [s] la desaparición de las oscilaciones en SEP con HVDC.

En cuanto a las potencias generadas, los puntos más importantes a recalcar son: (a) el punto mínimo de generación fue de $P_{g1} = 118$ [MW] y $P_{g2} = 32.97$ [MW] para el SEP-CA (Figura 4.3b)) y $P_{g1} = 120.20$ [MW] y $P_{g2} = 35.18$ [MW] para el SEP-VSC (Figura 4.7b)),

observándose que en el SEP sin HVDC es mayor la caída en la potencia generada; (b) las oscilaciones desaparecen 40 [s] más rápido en el SEP-VSC (Figura 4.7b)); (c) al final del CAF las potencias generadas disminuyen en el SEP-VSC (Figura 4.7b)) hasta $P_{g1} = 120.20$ [MW] y $P_{g2} = 35.18$ [MW]. Es necesario recalcar que los resultados de los ángulos internos de los GS y las potencias de referencia P_{ref} son similares entre el SEP-CA y el SEP-VSC. A pesar de lo anterior, la Figura 4.3c) muestra que los ángulos internos en el SEP-CA presentan una mayor oscilación que en los del SEP-VSC mostrados en la Figura 4.7c). Finalmente, al comparar las P_{ref} al final del CAF en el SEP-CA, Figura 4.3d), $P_{ref1} = 120.90$ [MW] y $P_{ref2} = 35.89$ [MW], con los del SEP-VSC (Figura 4.5d)), $P_{ref1} = 122.90$ [MW] y $P_{ref2} = 37.95$ [MW], se observa un ligero incremento en las potencias.

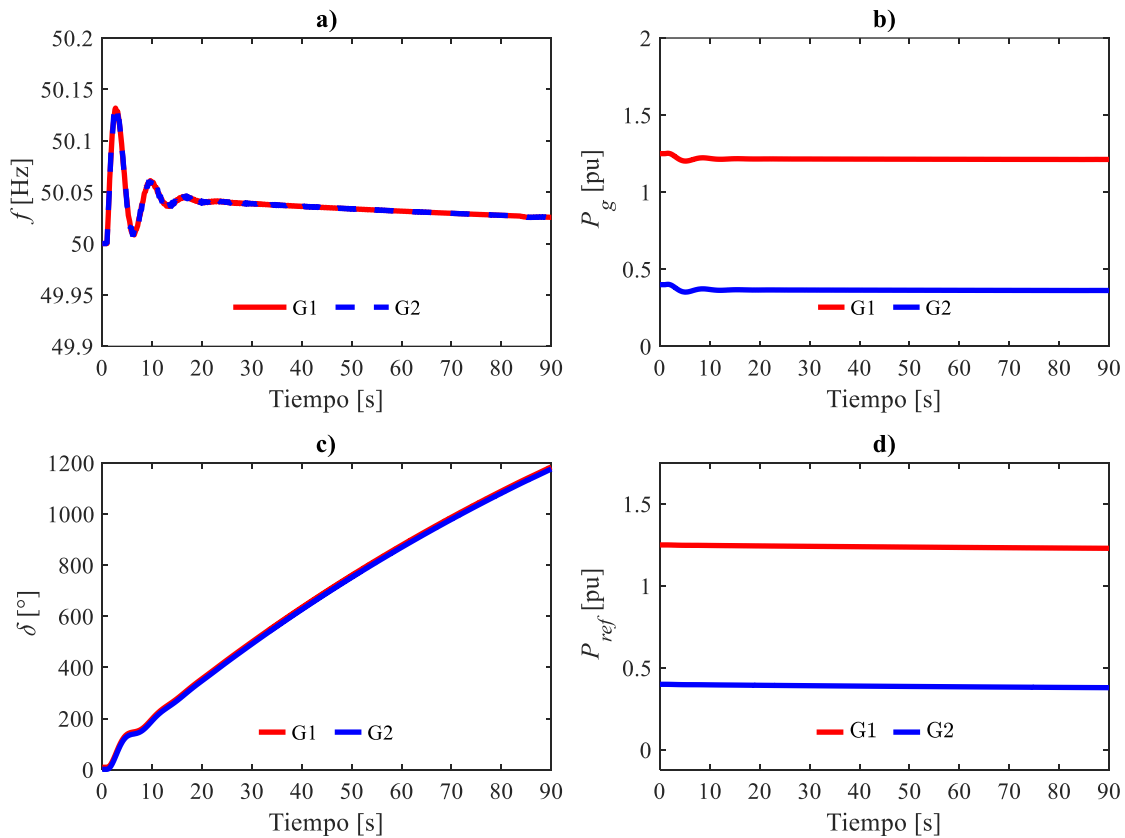


Figura 4.7 Escenario 2 - GS: a) frecuencia, b) potencia generada, c) ángulo interno, d) potencia P_{ref}

La Figura 4.8a)-c) muestra el comportamiento de un enlace VSC-HVDC ante la pérdida de carga, el cual es similar al del aumento en la potencia demandada de la sección anterior (ver la Figura 4.6). Las respuestas en ambos escenarios son constantes debido a que no se realizó

ninguna perturbación en los controles de los convertidores. La Figura 4.8d) presenta el desempeño dinámico de los ángulos internos de los VSC que coinciden con la respuesta de los ángulos internos de generadores síncronos, es decir, similar a la Figura 4.7c).

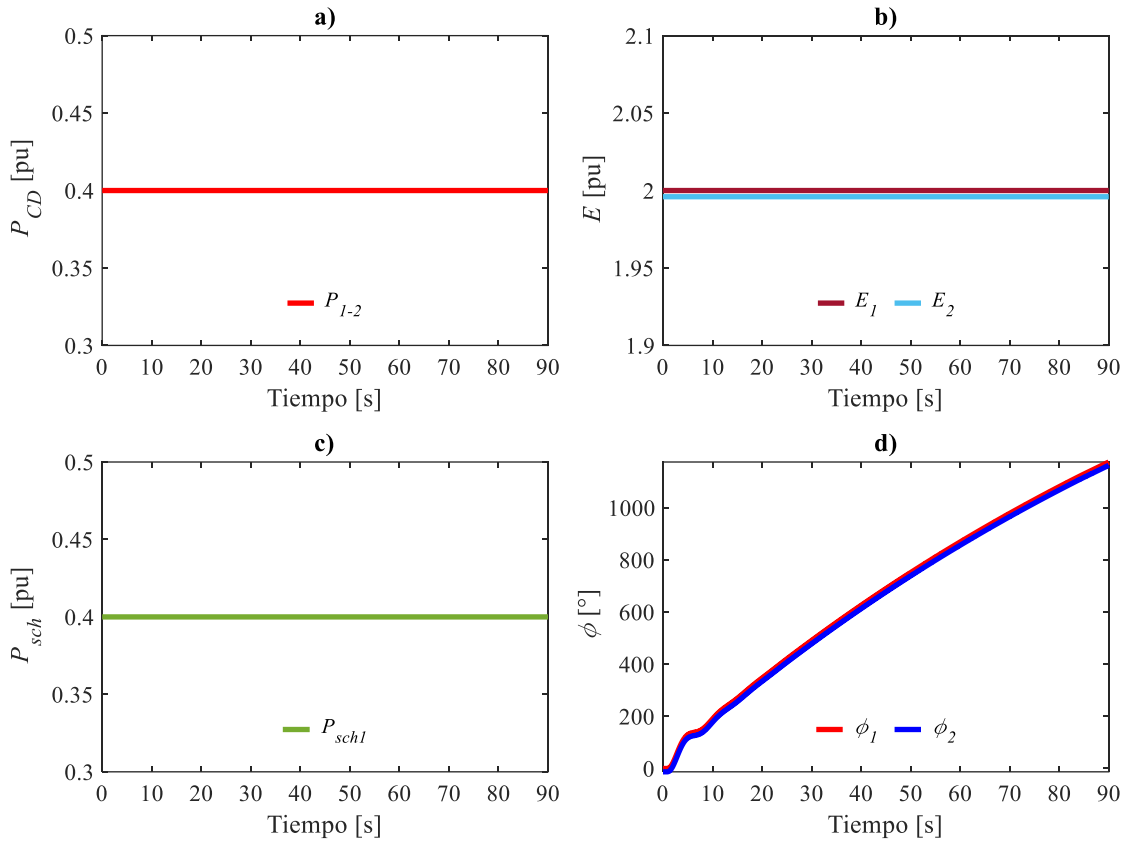


Figura 4.8 Enlace VSC-HVDC: a) potencia en CD, b) voltajes de CD, c) potencia programada, d) ángulo interno de los VSC

4.3.3. Escenario 3 - aumento de la potencia programada P_{sch} del HVDC de 40 a 80 [MW]

Al incrementar la potencia programada P_{sch} en $t = 1$ [s], ocasiona que la frecuencia en la red de CA se desvíe de su valor nominal respectivo. La Figura 4.9a) muestra la caída súbita en la frecuencia del SEP hasta 49.41 [Hz], debido al desbalance de las inyecciones de potencia entre el sistema de CA y el enlace VSC-HVDC. Posteriormente, al final del CAF la frecuencia se establece en 49.89 [Hz] gracias a la regulación secundaria.

En el caso de las potencias generadas de las centrales hidroeléctricas, presentadas en la Figura 4.9b), se observa un aumento de potencia hasta tener un máximo de generación de 146.4 [MW] y 61.38 [MW] para G1 y G2, respectivamente; al final del CAF la generación se establece en 141.9 [MW] y 56.87 [MW].

La Figura 4.9c) expone el flujo de potencia en el enlace HVDC, P_{1-2} , el cual varía de acuerdo con el aumento en la potencia P_{sch} incrementando de 40 a 80 [MW]. Para realizar el cambio en la potencia de CD, el voltaje en CD de la estación rectificadora se reduce de $E_2 = 1.996$ [pu] a $E_2 = 1.992$ [pu], manifestándose dicho fenómeno en la Figura 4.9d).

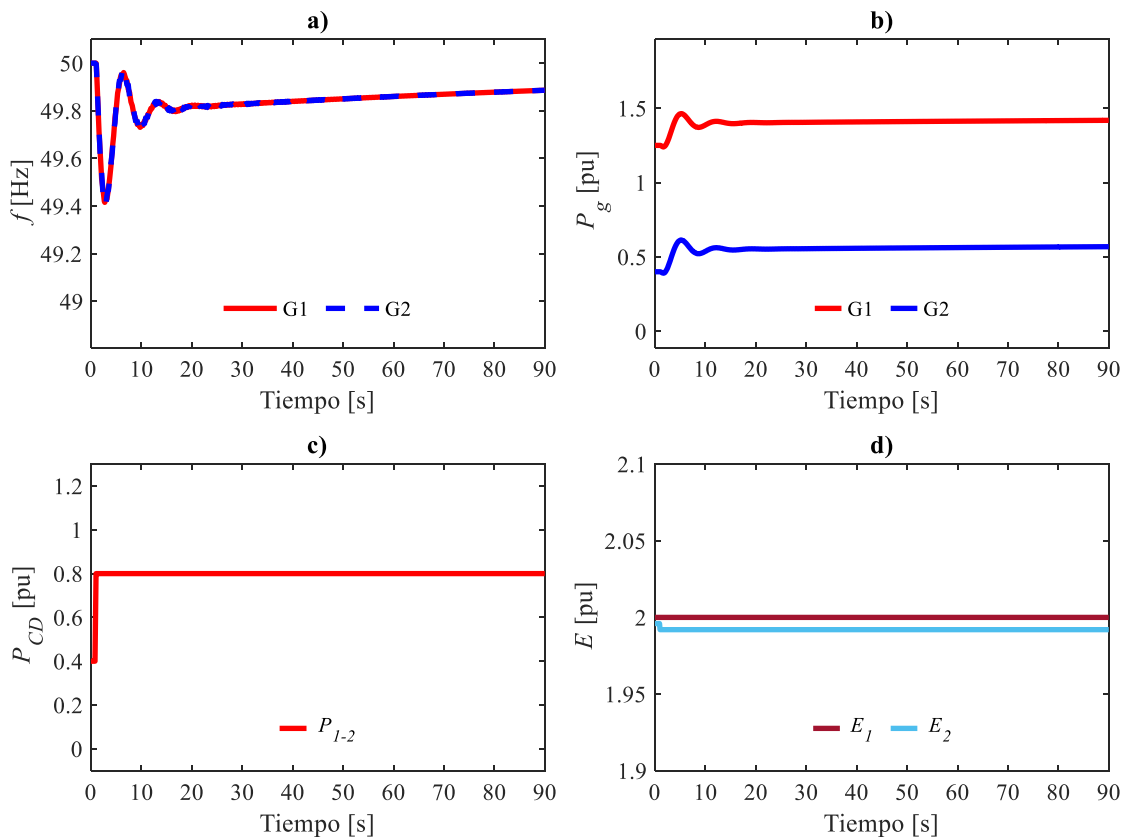


Figura 4.9 Escenario 3: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia en CD, d) voltajes en CD

4.4. Sistema IEEE de 24 nodos con 2 enlaces VSC-HVDC

Para demostrar la practicidad de la formulación desarrollada en esta tesis para realizar estudios de CAF, se emplea el sistema IEEE de 24 nodos mostrado en la Figura 4.10 [54, 55]. Esta red cuenta con una potencia demandada total de 2.85 [GW] y se compone de 24 nodos, 10 centrales eléctricas convencionales, asumiendo que G1 a G5 son plantas hidroeléctricas y G6 a G10 son plantas termoeléctricas. El SEP se modifica para incorporar dos enlaces VSC-HVDC de punto a punto, con potencias programadas de $P_{sch1} = 200$ [MW] y $P_{sch2} = 125$ [MW]. Los parámetros de la red, líneas de transmisión, generadores síncronos y de los convertidores VSC se detallan en el Anexo C, en las Tablas C1-C5, para una base de 100 [MW].

En este caso de estudio, las perturbaciones analizadas se describen a continuación:

1. Escenario A - pérdida de carga y aumento en la potencia programada
2. Escenario B - desconexión de un enlace VSC-HVDC

El punto de operación correspondiente al estado estacionario del SEP se presenta en la Tabla 4.4, donde se observan las potencias generadas en las centrales eléctricas, los voltajes de CD de los VSC-HVDC y las potencias programadas P_{sch} en las estaciones rectificadoras.

Note que el SEP tiene la peculiaridad de que todas sus plantas de generación están en la misma área de CA y se encuentran acopladas eléctricamente entre sí, haciendo que sus respuestas en frecuencia sean similares. Por esa razón, únicamente se muestran las dinámicas asociadas a los generadores síncronos con mayor generación de cada tipo de planta en ambos escenarios, una hidroeléctrica (G3) y la otra termoeléctrica (G10). Para este caso de estudio, el CAF se ejecuta hasta $t_f = 120$ [s].

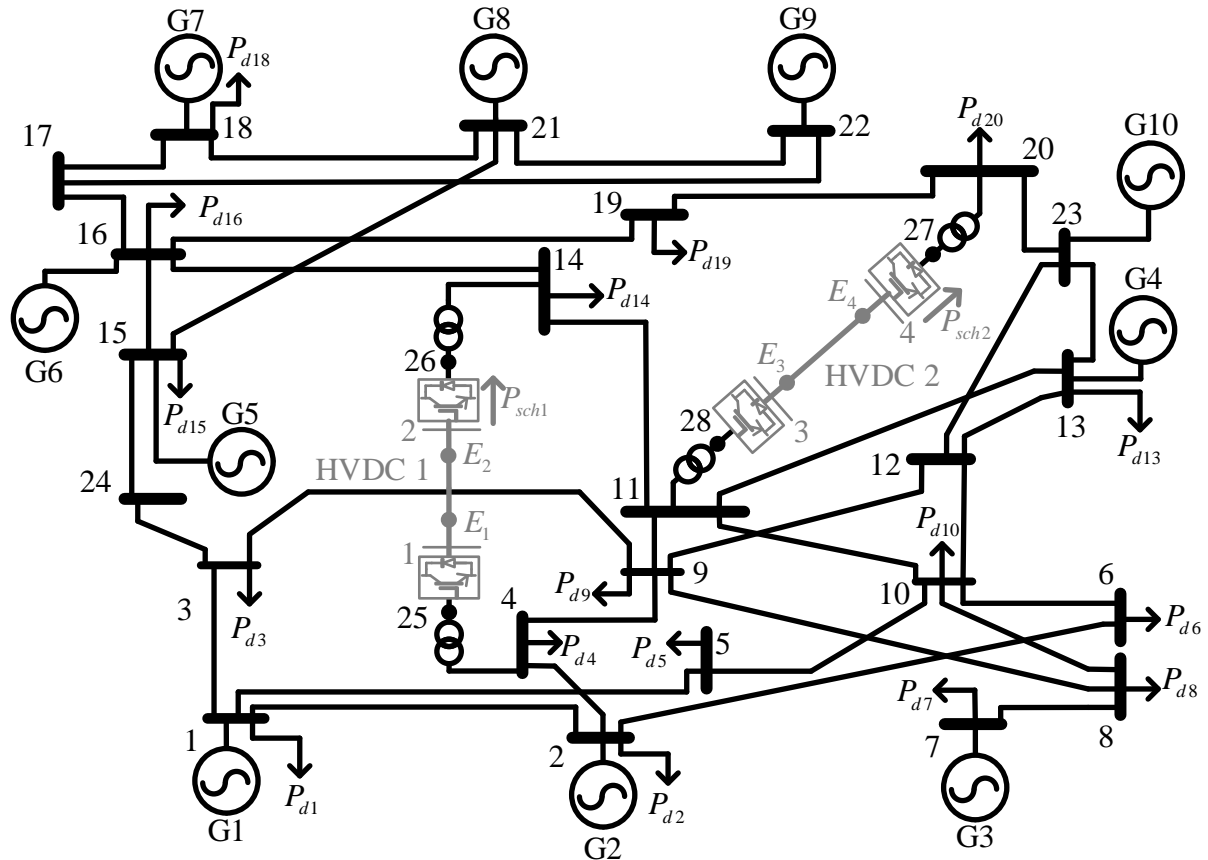


Figura 4.10 Sistema IEEE de 24 nodos multialimentado VSC-HVDC [54, 55]

Tabla 4.4 Condiciones de estado estacionario para el sistema IEEE de 24 nodos

Generación		P_g [pu]	Enlace		VSC	E [pu]	VSC	P_{sch} [pu]
Hidroeléctrica	G1	1.72	HVDC 1	1	2.000	2	2.00	
	G2	1.72		2	1.9800	4	1.25	
	G3	2.40	HVDC 2	3	2.0000			
	G4	1.36		4	1.9875			
	G5	2.15						
Termoeléctrica	G6	1.55						
	G7	4.00						
	G8	4.00						
	G9	3.00						
	G10	6.60						

4.4.1. Escenario A - pérdida de carga y aumento en la potencia programada

❖ En $t_{p1} = 1$ [s], se simula la pérdida del 5% de la potencia demandada; en $t_{p2} = 60$ [s], se realiza un incremento en las potencias programables, con P_{sch1} de 200 [MW] a 350 [MW] y P_{sch2} de 125 [MW] a 250 [MW].

En la Figura 4.11a) se presentan las frecuencias de los generadores síncronos G3 y G10, ante una desconexión de 142.5 [MW] de potencia demandada (5 %). Las máquinas síncronas en el SEP comienzan a acelerarse para aumentar con ello la frecuencia hasta obtener 50.31 [Hz]. En este tiempo, la perturbación es local y propia de la red de CA, debido a que los enlaces VSC-HVDC exhiben características de desacoplamiento de oscilaciones eléctricas. Los controles internos de las centrales eléctricas y la mitigación de oscilaciones propia de los enlaces VSC-HVDC detienen las oscilaciones en aproximadamente $t = 30$ [s], con una frecuencia de 50.08 [Hz]. Por otro lado, al incrementar la potencia programada en $t = 60$ [s] de los VSC rectificadores (P_{sch1} y P_{sch2}), aumentan las inyecciones de potencia de los convertidores al SEP, por lo que hay una disminución de la frecuencia que llega a 49.57 [Hz]. El fenómeno oscilatorio producto del aumento en las potencias se extiende hasta $t = 100$ [s], donde finaliza con una frecuencia de 49.95 [Hz].

Las potencias generadas de los grupos turbina-gobernador de velocidad de las centrales eléctricas se muestran en la Figura 4.11b). Los tiempos de respuesta de cada tipo de central son diferentes, siendo las hidroeléctricas, G1 a G5, más rápidas que las termoeléctricas, G6 a G10. Se observa que se reducen las potencias generadas de todas las fuentes de generación, quedando antes de la segunda perturbación con 163.7 [MW], 163.7 [MW], 229.4 [MW], 119.4 [MW] y 206.2 [MW] para las centrales hidroeléctricas $P_{g1} - P_{g5}$; y 144.5 [MW], 379.1 [MW], 379.1 [MW], 283.3 [MW] y 628 [MW] para en las centrales térmicas $P_{g6} - P_{g10}$. Cuando se aumentan las potencias inyectadas desde los VSC-HVDC a la red de CA, los generadores síncronos aumentan la potencia generada a tal punto que al final del estudio del CAF llegan a valores de 174.8 [MW], 174.8 [MW], 244.5 [MW], 145.8 [MW] y 218.2 [MW], para $P_{g1} - P_{g5}$; y 159.6 [MW], 413.1 [MW], 413.1 [MW], 309.6 [MW] y 682.1 [MW] para $P_{g6} - P_{g10}$.

La Figura 4.11c) ilustra la dinámica del flujo de potencia dentro de los enlaces VSC-HVDC. Como se esperaba, los flujos de potencia de CD aumentan conforme se aumenta la potencia

programada, elevando su respuesta de 200 a 350 [MW] y de 125 a 250 [MW] para P_{1-2} y P_{3-4} , respectivamente. Por su parte, los voltajes de CD de la Figura 4.11d) muestran que, para compensar los desbalances de potencia, se tiene que ajustar el voltaje de CD en los bancos de capacitores de las estaciones rectificadoras. Cuando ocurre el cambio en las potencias programadas, los voltajes cambian de $E_2 = 1.9800$ [pu] a $E_2 = 1.9650$ [pu] y de $E_4 = 1.9875$ [pu] a $E_4 = 1.9750$ [pu].

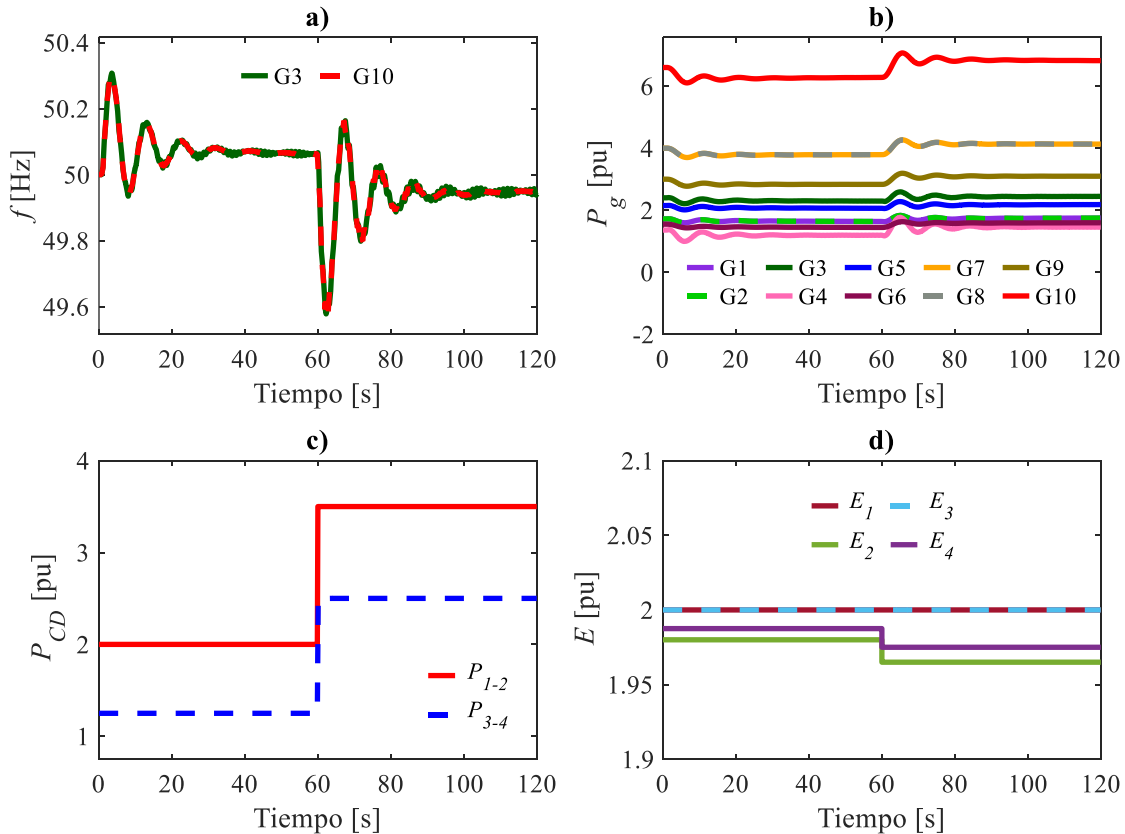


Figura 4.11 Escenario A: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia de CD, d) voltajes de CD

4.4.2. Escenario B - desconexión de un enlace VSC-HVDC

❖ En $t_p = 1$ [s], se simula la salida de operación del HVDC 1, $P_{sch1} = 200$ [MW].

El resultado de esta contingencia es el desbalance en los flujos de potencia del sistema, debido a que se pierde la inyección de potencia de CD a la red de CA por medio del HVDC 1. La Figura 4.12a) muestra que al desconectar el enlace VSC-HVDC de mayor potencia programada, la frecuencia aumenta transitoriamente hasta 50.41 [Hz]. De modo que las

centrales de generación tienen que ayudar a reducir el desequilibrio energético en la red, por lo que las centrales eléctricas disminuyen sus potencias generadas, como se muestra en la Figura 4.12b). Al final del estudio de CAF, los valores de la generación para $P_{g1} - P_{g5}$ son de 159.4 [MW], 159.4 [MW], 224.8 [MW], 113.7 [MW], 201.8 [MW], respectivamente. Para $P_{g6} - P_{g10}$ son de 139.9 [MW], 372.8 [MW], 372.8 [MW], 277.7 [MW], 620 [MW], respectivamente.

Como era de esperarse, la potencia de CD del enlace HVDC 1 se reduce a cero, como se muestra en la Figura 4.12c). Sin embargo, la potencia de CD en el HVDC 2, no cuenta con ninguna perturbación y mantiene constante su potencia programada en 125 [MW]. La Figura 4.12d) expone que los voltajes en CD en el HVDC 1 se encuentran en condiciones de desenergización, es decir, son $E_1 = E_2 = 0$ [pu]. Por el contrario, los voltajes en CD del HVDC 2 permanecen invariables durante la perturbación. Lo anterior confirma las características de desacoplamiento de oscilaciones eléctricas en el enlace HVDC 2. Note que la desconexión de un HVDC impacta en la red de CA de la misma forma que una pérdida de carga. Sin embargo, el aumento en la frecuencia es mayor en el Escenario B comparado con el Escenario A.

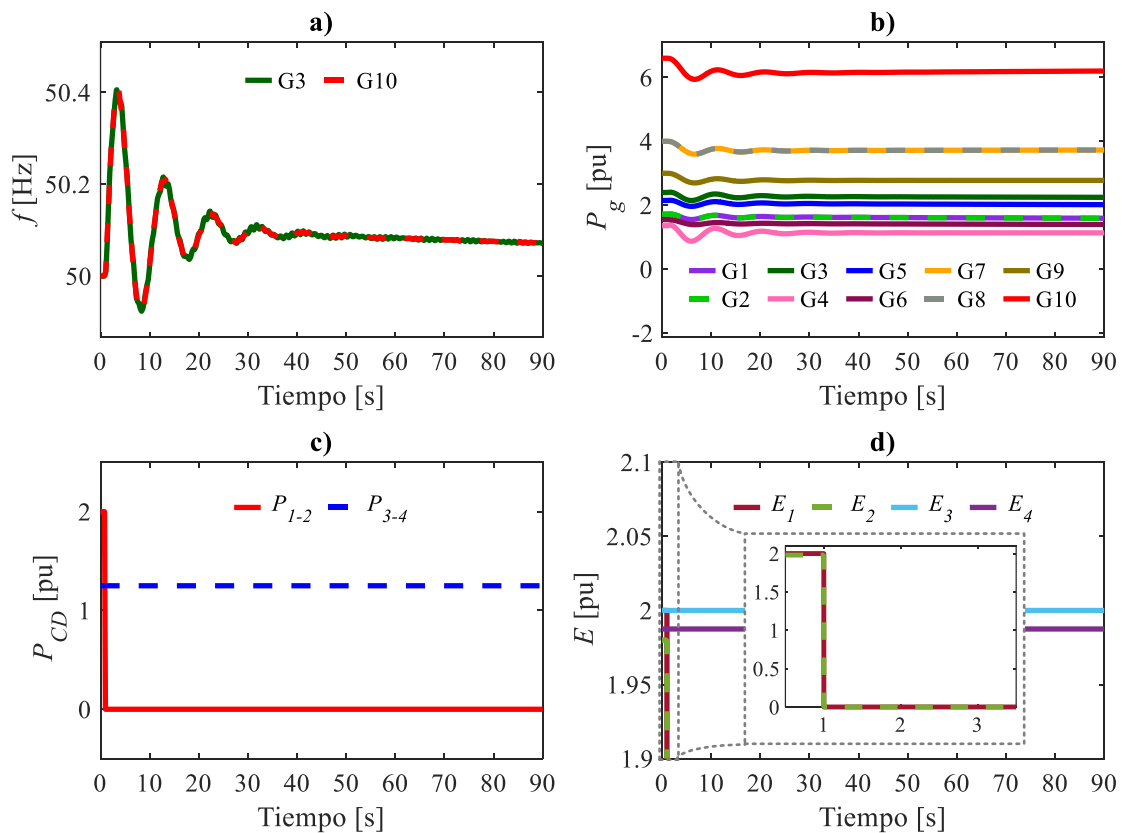


Figura 4.12 Escenario B: a) frecuencia, b) potencia generada, c) potencia de CD, d) voltajes de CD

Capítulo 5. Conclusiones y trabajos futuros

5.1. Conclusiones

El aumento constante de las necesidades energéticas globales, la visión moderna de integrar nuevas fuentes de energía limpia y el requerimiento fundamental de que los SEP operen de manera estable, ha creado la necesidad de modernizar las redes de CA, con especial énfasis en los sistemas de transmisión. Puesto que el control de la frecuencia es fundamental para mitigar el impacto de eventos como los ocurridos en la UE y en GB en el 2019. Los operadores de los SEP se dan a la tarea de crear estrategias para la estabilización de los sistemas eléctricos ante la ocurrencia de grandes disturbios. De ahí que la integración de enlaces VSC-HVDC a los SEP sea una opción viable para lograr los objetivos. En el **Capítulo 1** de esta tesis, se discuten las ventajas que se adquieren al añadir enlaces VSC-HVDC a los sistemas convencionales de CA, tales como: la estabilización de oscilaciones en frecuencia que se producen durante cambios de carga/generación; la facilitación de intercambios de potencia entre redes de diferentes regiones; la integración de fuentes renovables; la interconexión con redes de moderada o baja inercia, entre otras ventajas.

Los sistemas de potencia requieren, entre muchos aspectos, de estudios de CAF cuando se evalúa la respuesta de los SEP ante grandes disturbios en carga/generación, para brindar estrategias operativas que se puedan aplicar en la práctica. La integración de enlaces VSC-HVDC implica un aumento en la complejidad de los modelos matemáticos necesarios para obtener las dinámicas asociadas los estudios como el de CAF. Al mismo tiempo, los recursos computacionales requeridos aumentan considerablemente. Derivado de lo anterior, una estrategia para obtener las simulaciones necesarias para hacer estudios de CAF de interés práctico es linealizar las representaciones matemáticas de los balances nodales de potencia en cada uno de los dispositivos conectados al SEP, como se aborda en el **Capítulo 2** de la tesis.

El estudio de CAF para un SEP necesita del análisis del sistema en regímenes estable y dinámico, incluyendo los controles asociados a la regulación primaria y secundaria en las centrales eléctricas. Inicialmente, la regulación primaria se realiza mediante la acción del gobernador de velocidad, regulando la potencia mecánica del generador. Subsecuentemente, el

lazo de control secundario se encarga de modificar la potencia de referencia en el cambiador de velocidad, con el objetivo de mantener la frecuencia en su rango nominal. Finalmente, los enlaces VSC-HVDC se involucran en los estudios de CAF mediante inyecciones de potencia activa controlada. Tanto los modelos matemáticos de los dispositivos del sistema de transmisión y los enlaces VSC-HVDC, como ambas características de regulación han sido estudiadas en el **Capítulo 2** de esta tesis. Se presentan los modelos matemáticos lineales de las líneas de transmisión, transformadores OLTC, plantas de generación y enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Para realizar estudios de CAF con modelos matemáticos lineales, se toman algunas suposiciones válidas para linealizar las representaciones no lineales del SEP: (1) los voltajes nodales de CA son cercanos a sus valores nominales, debido a que los controladores de voltajes en los SEP tienen una respuesta tan rápida que para los tiempos de interés, estos ya actuaron; (2) las pérdidas derivadas del efecto Joule, efectos capacitivos, por conmutación, y por transformación se desprecian, tanto en la red de CA como en los enlaces VSC-HVDC.

El **Capítulo 3** se dedica a describir la metodología, eficiente y práctica, para realizar estudios de CAF en SEP con enlaces VSC-HVDC de punto a punto. El algoritmo desarrollado para esta tesis, e implementado en Matlab, calcula inicialmente el punto de equilibrio de la red de CA y de las líneas de CD (para cualquier número de enlaces VSC-HVDC) simultáneamente. Esto sigue al cálculo de las condiciones iniciales para las variables de estado asociadas a las ecuaciones diferenciales que describen el comportamiento de las centrales eléctricas y las estaciones VSC. Posteriormente, se definen los tiempos de simulación y perturbación, siendo posible definir escenarios donde hay cambios en carga/generación, modificaciones en la potencia programada en el rectificador o incluso la salida de operación de algún enlace VSC-HVDC. Finalmente, se discretizan las ecuaciones diferenciales y se resuelven numéricamente por el método de Newton-Raphson en cada paso de integración.

El **Capítulo 4** presenta los casos de estudio que se analizan con el uso de la herramienta implementada para realizar estudios dinámicos de CAF. Para el primer caso de estudio, tomado como una prueba de concepto, se comparan los comportamientos dinámicos obtenidos en un SEP convencional y en un SEP con un enlace VSC-HVDC. Se confirma que la adición del enlace VSC-HVDC se involucra en el CAF disminuyendo de 30 a 40 [s] el comportamiento oscilatorio y reduciendo las magnitudes de las variables de interés, ante

contingencias. Por otro lado, las respuestas en los VSC se mantienen constantes ante perturbaciones en la red de CA, mientras no se proyecten cambios en los controles internos de los dispositivos. En contraste, se determinó que los cambios ejercidos en la potencia programada en el rectificador VSC del HVDC causan desbalances de potencia en la red de CA y modificaciones en las condiciones internas de la línea de CD. El beneficio del algoritmo utilizado en esta tesis se aprecia al permitir el análisis de CAF en SEP de gran tamaño y con múltiples enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Por ese motivo, en el segundo caso de estudio se corroboró el CAF en un sistema de 24 nodos de IEEE, 10 generadores síncronos y con dos enlaces VSC-HVDC de punto a punto. Finalmente, se concluye que el integrar tecnología VSC-HVDC a SEP convencionales ayuda a la estabilización de la frecuencia eléctrica ante cambios de la carga/generación o inclusive ante la pérdida de enlaces HVDC.

5.2. Trabajos futuros

Los temas futuros que se pueden estudiar derivados de este tema de tesis son:

- ◆ Usando la herramienta implementada para estudios de CAF, se propone integrar modelos de generación renovable, generación distribuida y sistemas de almacenamiento de energía basados en baterías (BESS). Se visualiza la necesidad de derivar modelos que representen las dinámicas más fundamentales de sus componentes, con principal enfoque en frecuencia/potencia activa.
- ◆ Se puede expandir el algoritmo, añadiendo el control terciario (despacho económico), para obtener un control automático de generación (AGC), con enlaces VSC-HVDC de punto a punto que conecten redes de CA de diferentes tipos.
- ◆ La herramienta de simulación se puede expandir para integrar Esquemas de Desconexión Automática de Carga por Baja Frecuencia (EDACBF), con el fin de estudiar fenómenos como los ocurridos en la UE y en GB.

Referencias

- [1] Secretaría de Energía (SENER), Programa de desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2021 - 2035, Ciudad de México: SENER, 2021.
- [2] J. Grainger y W. Stevenson, Análisis de Sistemas de Potencia, México: McGraw-Hill Inc., 1996.
- [3] International Energy Agency (IEA), «Electricity Market Report - December 2020, IEA, Paris,» 2020. [En línea]. Available: <https://www.iea.org/reports/electricity-market-report-december-2020>. [Último acceso: 11 08 2021].
- [4] Angora Energiewende and Ember, «The European Power Sector in 2020: Up-to-Date Analysis on the Electricity Transition,» Angora Energiewende and Ember, Londres, 2021.
- [5] A. Alassi, S. Bañales, O. Ellabban, G. Adam y C. MacIver, «HVDC Transmission: Technology Review, Market Trends and Future Outlook,» *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 112, n° ISSN 1364-0321, <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.04.062>, pp. 530-554, 2019.
- [6] M. Eremia, J. A. Jardini, G. Tang y L. Toma, «VSC–HVDC TRANSMISSION,» de *Advanced Solutions in Power Systems: HVDC, FACTS, and Artificial Intelligence*, Nueva York, John Wiley & Sons, Inc., 2016, pp. 125-267.
- [7] SIEMENS, «HVDC Classic - powerful and economical,» *SIEMENS AG*, vol. I, n° EMTS-B10025-00-7600, p. 16, 2017.
- [8] SIEMENS, «HVDC PLUS - the decisive step ahead - Stabilized power flows improve transmission grid performance,» Siemens AG, Erlanger, 2016.
- [9] SIEMENS, High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange, Erlangen: SIEMENS AG, 2014, p. 48.
- [10] ABB, «Special Report 60 years of HVDC,» ABB Technology Ltd., Zurich, 2014.
- [11] HITACHI ABB, «HVDC Light - It's time to connect,» Hitachi ABB Power Grids Ltd, Ludvika, 2021.
- [12] D. V. Hertem, O. Gomis-Bellmunt y J. Liang, HVDC Grids: For Offshore and Supergrid of the Future, Nueva Jersey: John Wiley & Sons, Inc., 2016.
- [13] Z. Yihua, L. Wei, G. Qi, C. Dongxu, L. Jianbo, W. Yu, L. Xueming, L. Zhaowei, L. Zhukun y L. Bijun, «Research on Security and Stability Characteristics and Control Strategies of Power Grid with VSC-HVDC,» *Energy Procedia*, vol. 145, n° ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2018.04.063>, pp. 351-356, 2018.
- [14] S. Jeong, L. Junghun y G. Jang, «A Novel VSC HVDC Frequency Control Strategy based on Neural Network Power Estimation using ROCOF,» *IFAC-PapersOnLine*, Vols. %1 de %252,

- ISSN 2405-8963, <https://doi.org/10.1016/j.ifacol.2019.08.254.>, n° 4, pp. 467-471, 2019.
- [15] M. Han y A. M. Gole, «Modeling and Simulation of HVDC Transmission,» The Institution of Engineering and Technology, London, 2021.
- [16] A. Petersson y A. Edris, «Dynamic performance of the Eagle Pass back-to-back HVDC Light tie,» *Seventh International Conference on AC-DC Power Transmission*, vol. doi: 10.1049/cp:20010546., pp. 220-225, 2001.
- [17] Hitachi ABB Power Grids, «Reference list HVDC Light: The original VSC Technology,» Hitachi ABB Power Grids Ltd, Ludvika, 2021.
- [18] K. Chan-Ki, S. Vijay, J. Gil-Soo, L. Seong-Joo y L. Seok-Jin, HVDC Transmission Power Conversion Applications in Power Systems, Wiley & Sons, Inc., 2009.
- [19] SIEMENS, «HVDC - High-Voltage Direct Current - An overview of worldwide LCC and VSC references,» SIEMENS AG, Erlangen, 2017.
- [20] ABB Power Grids Sweden AB, «Shetland HVDC Link - Impact of higher power rating,» ABB, Ludvika, 2019.
- [21] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), «Project 254 - HVDC Ultratnet Osterath to Philippsburg,» ENTSO-E, 2018.
- [22] O. I. Elgerd, Electric energy systems theory : an introduction, Nueva York: McGraw-Hill Inc., 1971.
- [23] P. Demetriou, M. Asprou, J. Quiros-Tortos y E. Kyriakides, «Dynamic IEEE Test Systems for Transient Analysis,» *IEEE Systems Journal*, vol. 11, n° 4, doi: 10.1109/JSYST.2015.2444893, pp. 2108-2117, 2017.
- [24] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), «Continental Europe Significant Frequency Deviations -January 2019,» ENTSO-E, Bruselas, 2019.
- [25] National Grid ESO, «Interim Report into the Low Frequency Demand Disconnection (LFDD) following Generator Trips and Frequency Excursion on 9 Aug 2019,» National Grid ESO, Warwick, 2019.
- [26] V. Mani y K. Tomsovic, «Power System Operation and Control,» de *The Electrical Engineering Handbook*, Elsevier Inc., 2005, pp. 779-785.
- [27] K. Xi, J. L. Dubbeldam, H. X. Lin y J. H. van Schuppen, «Power-Imbalance Allocation Control of Power Systems-Secondary Frequency Control,» *Automatica*, vol. 92, n° ISSN 0005-1098, <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2018.02.019.>, p. Automatica, 2018.
- [28] R. McGill, R. Torres-Olguin, O. Anaya-Lara y W. Leithead, «Generator response following as a primary frequency response control strategy for VSC-HVDC connected offshore wind farms,» *Energy Procedia*, vol. 137, n° ISSN 1876-6102, <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2017.10.338.>, pp. 108-118, 2017.

- [29] A. J. Wood y B. F. Wollenberg, Power generation, operation, and control, Nueva York: J. Wiley & Sons Inc, 1996.
- [30] M. Rafian, M. J. H. Sterling y M. R. Irving, «Real-time power system simulation,» *IEE Proceedings C - Generation, Transmission and Distribution*, Vols. %1 de %2134, no. 3, n° doi: 10.1049/ip-c.1987.0034., pp. 206-223, 1987.
- [31] M. Langwasser, G. De Carne, M. Liserre y M. Biskoping, «Primary Frequency Regulation Using HVDC Terminals Controlling Voltage Dependent Loads,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 36, n° 2, doi: 10.1109/TPWRD.2020.2990565., pp. 710-720, 2021.
- [32] J. Lee, S. Jeong, H. Kim, Y. Yoo, S. Jung, M. Yoon y G. Jang, «Analytical Approach for Fast Frequency Response Control of VSC HVDC,» *IEEE Access*, vol. 9, n° doi: 10.1109/ACCESS.2021.3091816., pp. 91303-91313, 2021.
- [33] K. Strunz, E. Abbasi, R. Fletcher, N. Hatziaargyriou, R. Irvani y G. Joos, «Benchmark Systems for Network Integration of Renewable and Distributed Energy Resources,» CIGRÉ, 2014.
- [34] A. Ulbig, T. S. Borsche y G. Andersson, «Impact of Low Rotational Inertia on Power System Stability and Operation,» *IFAC Proceedings Volumes*, Vols. %1 de %247, Issue 3, n° ISSN 1474-6670, ISBN 9783902823625, <https://doi.org/10.3182/20140824-6-ZA-1003.02615.>, pp. 7290-7297, 2014.
- [35] K. Sun, K. Li, J. Pan, H. Xiao y Y. Liu, «Frequency Response Reserves Sharing through VSC-HVDC for Interconnections,» *IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*, n° doi: 10.1109/PESGM40551.2019.8973409., pp. 1-5, 2019.
- [36] A. S. Elansari, S. J. Finney, J. Burr y M. F. Edrah, «Frequency control capability of VSC-HVDC transmission system,» Institution of Engineering and Technology, Glasgow, 2015.
- [37] L. M. Castro, E. Acha y C. R. Fuerte-Esquivel, «A novel VSC-HVDC link model for dynamic power system simulations,» *Electric Power Systems Research*, vol. 126, n° ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2015.05.003>, pp. 111-120, 2015.
- [38] E. Acha, T. Rubbrecht y L. M. Castro, «Power flow solutions of AC/DC micro-grid structures,» *Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Vols. %1 de %2Genoa, 2016, n° doi: 10.1109/PSCC.2016.7540815, pp. 1-6, 2016.
- [39] G. Álvarez, Modelado de redes eléctricas modernas con enlaces VSC-HVDC para estudios de control automático de frecuencia, Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2020.
- [40] E. Acha, B. Kazemtabrizi y L. M. Castro, «New VSC-HVDC Model for Power Flows Using the Newton-Raphson Method,» *IEEE Transactions on Power Systems*, Vols. %1 de %228, no. 3, n° doi: 10.1109/TPWRS.2012.2236109, pp. 2602-2612, 2013.
- [41] N. González-Cabrera, L. M. Castro, G. Gutiérrez-Alcaraz y J.H. Tovar-Hernandez, «Alternative approach for efficient OPF calculations in hybrid AC/DC power grids with VSC-HVDC systems based on shift factors,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vols. %1 de %2124, 2021, 106395., n° ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106395>, 2021.

- [42] G. Álvarez, L. M. Castro y P. Roncero, «Effective sensitivity-based method for N-1 contingency analysis of VSC-based MTDC power grids considering power generation droop speed control,» *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Vols. %1 de %2122, 2020, 106175, n° ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106175>, 2020.
- [43] J. C. Das, *Power System Analysis Short-Circuit Load Flow and Harmonics*, Atlanta: Marcel Dekker, Inc., 2002.
- [44] H. Saadat, *Power System Analysis*, Nueva York: McGraw-Hill Inc., 1999.
- [45] P. Kundur, N. J. Balu y M. G. Lauby, *Power system stability and control*, Nueva York: McGraw-Hill Inc., 1994.
- [46] C. Report, «Dynamic Models for Steam and Hydro Turbines in Power System Studies,» *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vols. %1 de %2PAS-92, no. 6, n° doi: 10.1109/TPAS.1973.293570, pp. 1904-1915, 1973.
- [47] SIEMENS, «Transforming distance into daily life - Siemens transformers,» Siemens AG, Eslangen, 2012.
- [48] L. M. Castro, *Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks*, Tampere: Tampere University of Technology, 2016.
- [49] S. Chowdhury, S. P. Chowdhury y Crossley, *Microgrids and Active Distribution Networks*, IET Renewable Energy Series 6, 2009.
- [50] Y. Ekanayake, N. Jenkins, N. K. Liyanage, J. Wu y A. Yokoyama, *Smart Grid: Technology and Applications*, Wiley & Sons, 2010.
- [51] European Commission – Directorate-General for Research, «Sustainable Energy Systems: European Smart Grids Technology Platform,» European Commission, 2006.
- [52] G.W. Stagg y A.H. El-Abiad, *Computer methods in power systems analysis*, McGraw-Hill, 1968.
- [53] E. Acha, *Modelling and Simulation in Power Networks*, John Wiley & Sons, 2004.
- [54] N. Padmini, P. Choudekar y M. Fatima, «Transmission Congestion Management of IEEE 24-Bus Test System by Optimal Placement of TCSC,» *IEEE International Conference on Power Electronics, Intelligent Control and Energy Systems (ICPEICES)*, vol. 2nd, n° doi: 10.1109/ICPEICES.2018.8897421., pp. 44-49, 2018.
- [55] G. C y et al. The IEEE reliability test system – 1996, «A report prepared by reliability test system task force of the application of probability methods subcommittee,» *IEEE Trans Power Syst*, 14(3):1010-20, 1999.
- [56] S. O. Fatunla, *Numerical methods for initial value problems in ordinary differential equations*, Nueva York: Academic Press Professional, Inc., 1988.

Anexos

A. Método trapezoidal implícito

Una ecuación diferencial genérica \dot{Y} tiene la forma (A.1). Este método expresa la solución de esta ecuación de manera integral, cuya solución se expresa en (A.2) [30, 56]

$$\dot{Y}(t) = F(X(t), Y(t)) \quad (\text{A.1})$$

$$Y_t - Y_{t-\Delta t} = \int_{t-\Delta t}^t F(X_t, Y_t) dt \quad (\text{A.2})$$

donde los subíndices $t - \Delta t$ representan el paso de integración anterior y los subíndices t son de los valores actuales de la integración numérica.

Asumiendo que las funciones F tienen una variación lineal en un periodo de tiempo $[t - \Delta t, t]$, el área bajo la curva de su función integral se puede aproximar al área de un trapecio, ejemplificado por la ecuación (A.3).

$$\int_{t-\Delta t}^t F(X_t, Y_t) dt = \frac{\Delta t}{2} (F(X_t, Y_t) + F(X_{t-\Delta t}, Y_{t-\Delta t})) \quad (\text{A.3})$$

Al sustituir las ecuaciones (A.3) y (A.1) en (A.2), se obtiene una ecuación que sintetiza la ecuación diferencial en su forma discreta (A.4) [30, 56].

$$F_Y = Y_{t-\Delta t} + \frac{\Delta t}{2} \dot{Y}_{t-\Delta t} - \left(Y_t - \frac{\Delta t}{2} \dot{Y}_t \right) = 0 \quad (\text{A.4})$$

donde F_Y es la ecuación de desajuste de la integración trapezoidal implícita, Y es la variable de estado y \dot{Y} es la ecuación diferencial asociada a la variable de estado.

B. Parámetros del sistema de 5 nodos de IEEE

Tabla B.1 Parámetros de la red de CA

Bus	Tipo	P_g [MW]	P_d [MW]
1	Slack	0	0
2	PV	40	20
3	PQ	0	45
4	PQ	0	40
5	PQ	0	60

Tabla B.2 Parámetros de los generadores síncronos

N. Gen	x'_d [pu]	P_{nom} [MW]	D [s/rad]	H [s]	K_p	K_s	T_c [s]	T_w [s]
G1	0.2608	200	3.5	5	16.67	0.001	3	0.5
G2	0.2197	100	3.5	5	33.33	0.001	3	0.5

Tabla B.3 Parámetros de las líneas de transmisión de CA

Bus e	Bus r	x [pu]
1	2	0.06
1	3	0.24
2	3	0.18
2	4	0.18
2	5	0.12
3*	4*	0.03
4	5	0.24

*LT que se cambia por el enlace VSC-HVDC punto a punto

Tabla B.4 Parámetros del enlace VSC-HVDC

VSC	x_{olc} [pu]	x_{phs} [pu]	r_{CD} [pu]	K_{pv} [pu]	K_{iv} [pu]	K_{pp} [pu]	K_{ip} [pu]
Inversor	0.05	0.05	0.01	0.75	0.75	0	0
Rectificador	0.05	0.05		0	0	0	0.75

C. Parámetros del sistema de 24 nodos de IEEE

Tabla C.1 Parámetros de la red de CA

Bus	Tipo	P_g [MW]	P_d [MW]	Bus	Tipo	P_g [MW]	P_d [MW]
1	PV	1.72	1.08	13	Slack	1.36	2.65
2	PV	1.72	0.97	14	PQ	0.00	1.94
3	PQ	0.00	1.80	15	PV	2.15	3.17
4	PQ	0.00	0.74	16	PV	1.55	1.00
5	PQ	0.00	0.71	17	PQ	0.00	0.00
6	PQ	0.00	1.36	18	PV	4.00	3.33
7	PV	2.40	1.25	19	PQ	0.00	1.81
8	PQ	0.00	1.71	20	PQ	0.00	1.28
9	PQ	0.00	1.75	21	PV	4.00	0.00
10	PQ	0.00	1.95	22	PV	3.00	0.00
11	PQ	0.00	0.00	23	PV	6.60	0.00
12	PQ	0.00	0.00	24	PQ	0.00	0.00

Tabla C.2 Parámetros de los controles de las plantas hidroeléctricas

N. Gen	Bus	T_c [s]	T_w [s]	K_p [pu]	K_s [pu]
G1	1	3	0.5	16.667	0.0015
G2	2	3	0.5	16.667	0.0015
G3	7	3	0.5	16.667	0.0015
G4	13	3	0.5	16.667	0.0015
G5	15	3	0.5	16.667	0.0015

Tabla C.3 Parámetros de los controles de las plantas termoeléctricas

N. Gen	Bus	T_c [s]	T_{CH} [s]	T_{RH} [s]	T_{CO} [s]	F_{HP} [%]	F_{IP} [%]	F_{LP} [%]	K_G [pu]	K_s [pu]
G6	16	3	0.2	4	0.3	30	40	30	33.333	0.0015
G7	18	3	0.2	4	0.3	30	40	30	33.333	0.0015
G8	21	3	0.2	4	0.3	30	40	30	33.333	0.0015
G9	22	3	0.2	4	0.3	30	40	30	33.333	0.0015
G10	23	3	0.2	4	0.3	30	40	30	33.333	0.0015

Tabla C.4 Parámetros internos de los generadores síncronos

N. Gen	Bus	Tipo	x'_d [pu]	P_{nom} [MW]	f_0 [Hz]	D [s/rad]	H [s]
G1	1	H	0.2608	192	50	6	5
G2	2	H	0.2197	192	50	6	5
G3	7	H	0.5216	300	50	6	5
G4	13	H	0.6591	591	50	6	5
G5	15	H	0.2608	215	50	6	5
G6	16	T	0.2197	155	50	6	6
G7	18	T	0.2608	400	50	6	6
G8	21	T	0.2197	400	50	6	6
G9	22	T	0.2608	300	50	6	6
G10	23	T	0.2197	660	50	6	6

Tabla C.5 Parámetros de las líneas de transmisión de CA

Bus e	Bus r	x [pu]	Bus e	Bus r	x [pu]	Bus e	Bus r	x [pu]
1	2	0.01400	8	10	0.16482	15	21	0.02450
1	3	0.21114	9	11	0.08390	15	24	0.05187
1	5	0.08490	9	12	0.08390	16	17	0.02590
2	4	0.12730	10	11	0.08390	16	19	0.02302
2	6	0.19201	10	12	0.08390	17	18	0.01439
3	9	0.11921	11	13	0.04746	17	22	0.10527
3	24	0.08390	11	14	0.04172	18	21	0.012975
4	9	0.10779	12	13	0.0476	19	20	0.01982
5	10	0.08837	12	23	0.09644	20	23	0.010815
6	10	0.06103	13	23	0.08643	21	22	0.06769
7	8	0.06103	14	16	0.05900			
8	9	0.16482	15	16	0.01727			

Tabla C.6 Parámetros de los enlaces VSC-HVDC de punto a punto

VSC	x_{olte} [pu]	x_{phs} [pu]	r_{CD} [pu]	K_{pv} [pu]	K_{iv} [pu]	K_{pp} [pu]	K_{ip} [pu]
1	0.05	0.05	0.01	0.75	0.75	0	0
2	0.05	0.05		0	0	0	0.75
3	0.05	0.05	0.01	0.75	0.75	0	0
4	0.05	0.05		0	0	0	0.75