

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias



Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos con una Línea de Transmisión de Corriente Directa Basada en Convertidores de Fuente de Voltaje

Tesis presentada por

Mia Mitzi Lara Jiménez

sometida a la
Escuela de Ingeniería y Ciencias
como un requisito parcial para obtener el grado académico de

Maestro en Ciencias

en

Ingeniería Energética

Monterrey Nuevo León, 15 de mayo de 2018

Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey

Campus Monterrey

Escuela de Ingeniería y Ciencias

Los miembros del comité aquí citados certificamos que hemos leído la tesis presentada por Mia Mitzi Lara Jiménez y consideramos que es adecuada en alcance y calidad como un requisito parcial para obtener el grado de Maestro en Ciencias en Ingeniería Energética.



Dr. Armando Rafael Llamas Terrés
Tecnológico de Monterrey
Asesor Principal



Dr. Federico Ángel Viramontes Brown
Tecnológico de Monterrey
Co-asesor



M.C. Juan José Guerrero Garza
Centro Nacional de Control de Energía
Co-asesor



Dr. Rubén Morales Menéndez
Director Nacional de Posgrado
Escuela de Ingeniería y Ciencias

Monterrey, Nuevo León, 15 de mayo de 2018

Declaración de autoría

Yo, Mia Mitzi Lara Jiménez, declaro que esta tesis titulada, “Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos con una Línea de Transmisión de Corriente Directa basada en Convertidores de Fuente de Voltaje”, y el trabajo que se presenta en ella es de mi autoría. Adicionalmente, confirmo que:

- Realice este trabajo en su totalidad durante mi candidatura al grado de maestría en esta universidad.
- He dado crédito a cualquier parte de esta tesis que haya sido previamente sometida para obtener un grado académico o cualquier otro tipo de titulación en esta o cualquier otra universidad.
- He dado crédito a cualquier trabajo previamente publicado que se haya consultado en esta tesis.
- He citado el trabajo consultado de otros autores, y la fuente de donde los obtuve.
- He dado crédito a todas las fuentes de ayuda utilizadas.
- He dado crédito a las contribuciones de mis coautores, cuando los resultados corresponden a un trabajo colaborativo.
- Esta tesis es enteramente mía, con excepción de las citas indicadas.



Mia Mitzi Lara Jiménez

Monterrey, Nuevo León, 15 de mayo de 2018

@2018 por Mia Mitzi Lara Jiménez
Todos los derechos reservados

Dedicatoria

A mis papás Lupita y Felipe, ya que sin su amor y apoyo incondicional esto no hubiera sido posible.

Agradecimientos

Primeramente, a los doctores Osvaldo Micheloud, Federico Viramontes y Armando Llamas por iniciar y mantener el Consorcio para el Fomento de la Investigación Aplicada y Desarrollo Tecnológico, y permitirme a mí y a muchos otros obtener un posgrado en el Tecnológico de Monterrey. Gracias a SENER y a CONACyT por permitirme ser becaria del Laboratorio Binacional para la Sustentabilidad Energética y hacer esto posible.

Quiero agradecer a mi asesor de tesis el Dr. Armando Llamas por proponerme este proyecto, por su tiempo, guía y recursos provistos durante el transcurso de la maestría. Fue una gran oportunidad haber trabajado a su lado, sus enseñanzas y consejos son muy valiosos. También agradezco al Dr. Federico Viramontes por disponibilidad e interés en este proyecto, además de proveer valiosas herramientas que contribuyeron fuertemente al desarrollo de esta tesis. Y al M.C. Juan José Guerrero le agradezco también por su interés y disposición en mi proyecto, su guía y útiles observaciones permitieron darle forma a esta investigación. A los doctores Jonathan Mayo y Jesús Valdez por su disposición a lo largo de la maestría y apoyo con la herramienta de simulación utilizada para esta investigación.

A Comisión Federal de Electricidad y al SUTERM por darme la oportunidad de estudiar un posgrado siendo parte de esta noble empresa, en especial a los que en su momento me apoyaron a poder venir a Monterrey: Gerardo Aguirre, Ramón Álvarez, Guillermo Amarillas, Luis Enrique Hernández y Sergio Zenizo. De mis compañeros de CFE y CENACE agradezco a Noé Cruz Ramírez por su gran aporte y disponibilidad ante cualquier duda surgida, a Manuel Ley y Alberto Félix por su disposición y apoyo cuando lo necesité.

A mis compañeros del “Consorcio”, por su compañía, ayuda, motivación, alegrías y hasta aventuras en esta gran ciudad. Fue un placer haber compartido esta experiencia a su lado. A los chicos de la “Cueva”, muchas gracias por todas esas risas y momentos que ayudaron a hacer más ameno mi día a día en el Tec. A Eduardo Salinas, por su tiempo, sus revisiones e innumerables consejos para realizar este trabajo. Por brindarme su amistad y su apoyo desde la primera hora que lo conocí.

A Gustavo García por ser el primero que escuchó y alentó mi idea de estudiar un posgrado hace ya algunos años, por haber contado con su apoyo siempre en las buenas y en las malas. Agradezco a mi familia por su cariño y por estar siempre presentes, son ustedes los que me impulsaban a cumplir mi meta. Gracias a todos los que creyeron en mí.

Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos con una Línea de Transmisión de Corriente Directa Basada en Convertidores de Fuente de Voltaje

por

Mia Mitzi Lara Jiménez

Resumen

Hasta el presente, en México aún no existen líneas de Transmisión en Corriente Directa (HVDC), pero ya se tiene contemplado para el 2024 que estén en servicio varios proyectos de líneas de transmisión en HVDC en la red eléctrica mexicana. Las aplicaciones principales de los sistemas HVDC son la transmisión de altas cantidades de energía por largas distancias, interconexión de sistemas asíncronos y enlaces por cable submarino y/o subterráneo. Debido al creciente desarrollo de los Convertidores de Fuente de Voltaje (VSC) para HVDC, los cuales tienen mayor capacidad de control de potencia activa y reactiva, se abre la posibilidad de obtener beneficios adicionales tales como la mejora de la estabilidad transitoria del sistema CA al cual está conectado.

El objetivo de este trabajo es demostrar el beneficio en la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos que es capaz de proporcionar un enlace de transmisión en Corriente Directa basado en VSC, como complemento a la aplicación principal de dicho enlace HVDC. Se resumen las características de la tecnología HVDC basada en VSC y sus posibles aplicaciones en las obras de transmisión propuestas por SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031.

En este trabajo se presentan casos de estudio de estabilidad transitoria en dos sistemas eléctricos ficticios con una línea de Transmisión en CD basada en VSC, con el fin de ilustrar los beneficios que los sistemas HVDC aportan a los sistemas eléctricos como adición a la aplicación principal del enlace HVDC. La simulación de los casos de estudio se realizó con la herramienta PSS/E®, propiedad de SIEMENS PTI™. El modelo de línea HVDC-VSC utilizado es propiedad de la compañía ABB™, el cual está basado en su tecnología denominada HVDC Light®.

De acuerdo con la revisión bibliográfica y con los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas, se puede confirmar que los sistemas HVDC-VSC, como beneficio adicional a su aplicación principal, influyen de manera positiva a los sistemas eléctricos mejorando su estabilidad transitoria. El potencial de mejora de la estabilidad transitoria con la modulación de la potencia activa mediante controladores suplementarios existe desde los sistemas HVDC convencionales, pero con los VSC la respuesta es mucho más rápida, además de que se cuenta con la posibilidad de la modulación de potencia reactiva, capacidad con la que no cuenta la tecnología convencional de HVDC.

La funcionalidad de mejora de la estabilidad transitoria mediante la modulación de potencia activa podría ser una buena opción para los proyectos a futuro que se tienen en México con HVDC, en especial en los sistemas de Corriente Directa basados en VSC tales como la Interconexión de Baja California al SIN y la Interconexión de BSC al SIN.

Transient Stability analysis of Electrical Systems with a High Voltage Direct Current (HVDC) transmission line based on Voltage Source Converters (VSC)

by

Mia Mitzi Lara Jiménez

Abstract

Until now, High Voltage Direct Current (HVDC) lines are nonexistent in Mexico, however there are several HVDC projects that are planned to enter in service by 2024. The main applications of HVDC systems are transmission of bulk power over long distances, interconnection of asynchronous grids and submarine and/or underground links. Due to the increasing development of Voltage Source Converters (VSC) for HVDC, which have greater active and reactive power controllability, it opens the possibility of obtaining additional benefits from this technology such as improving the transient stability of the AC system to which is connected.

The aim of this work is to demonstrate the improvement in transient stability that an HVDC link based on VSC is capable to provide, as an additional benefit to existing electrical systems. The characteristics of the HVDC technology based on VSC and their possible applications in the transmission projects proposed by SENER in the National Electric System Development Program (PRODESEN by its Spanish acronym) 2017-2031 are summarized in this work.

In this thesis, two fictitious electrical systems with an HVDC link based on VSC were studied, in order to illustrate the benefits that HVDC systems provide to electrical systems as an addition to the main application of the HVDC link. The transient simulation of the case studies of this work were made with the help of PSS/E® software tool, property of SIEMENS PTI™. The HVDC-VSC model used for the simulations was provided by ABB™, which is based on their technology HVDC Light®.

According to the results obtained in the performed simulations, it can be confirmed that HVDC-VSC links, as an additional benefit to their main application, do have a positive influence on the electrical systems, improving their transient stability. The potential to improve electrical systems' transient stability by active power modulation with supplementary controllers is available with conventional HVDC systems as well, however with HVDC-VSC the response from the controllers is much faster, plus it can offer reactive power modulation, a feature that conventional HVDC technology does not have.

The potential to improve transient stability via active power modulation can be a good option for future projects in Mexico with HVDC, especially in HVDC links that would use VSC technology such as the Baja California – National Interconnected System (SIN by its Spanish acronym) DC Interconnection and the Baja California Sur – SIN DC Interconnection.

Lista de Términos

Abreviaturas	Término
AC	Alternating Current (Corriente Alterna)
ACSR	Aluminum Conductors Steel Reinforced (Aluminio Desnudo con Alma de Acero)
ASEA	Allmänna Svenska Elektriska Aktiebolaget (Compañía Eléctrica General Sueca)
AVR	Automatic Voltage Regulator (Regulador Automático de Voltaje)
BCS	Baja California Sur
CA	Corriente Alterna
CCT	Critical Clearing Time (Tiempo Crítico de Libramiento de Falla)
CD	Corriente Directa
CENACE	Centro Nacional de Control de Energía
CEV	Compensador Estático de VAR
CIGRÉ	Consejo Internacional de Grandes Redes Eléctricas
CSC	Current Source Converter (Convertidores de Fuente de Corriente)
ESCR	Effective Short Circuit Ratio (Relación Efectiva de Corto Circuito)
FACTS	Flexible Alternating Current Transmission Systems (Sistemas Flexibles de Transmisión de Corriente Alterna)
HF	High Frequency (Alta Frecuencia)
HVAC	High Voltage Alternate Current (Corriente Alterna en Alto Voltaje)
HVDC	High Voltage Direct Current (Corriente Directa en Alto Voltaje)
IEEE	Institute of Electric and Electronics Engineers (Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos)
IGBT	Isolated Gate Bipolar Transistor (Transistor Bipolar de Compuerta Asilada)
LCC	Line Commutated Converter (Convertidor Conmutado por Línea)
MMC	Modular Multilevel Converter (Convertidor Modular Multinivel)
MPC	Model Predictive Control (Control Predictivo por Modelo)
MTDC	Multiterminal HVDC (HVDC Multiterminal)

NPC	Convertidor Multinivel con Diodo Anclado al Neutro
OPF	Flujos Óptimos de Potencia
PCC	Point of Common Coupling (Punto de Acoplamiento Común)
PI	Proporcional Integral
PRODESEN	Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
PSS/E®	Power System Simulator for Engineering
PWM	Pulse Width Modulation (Modulación por Ancho de Pulso)
RGD	Redes Generales de Distribución
RNT	Red Nacional de Transmisión
SCR	Silicon Controlled Rectifier (Rectificador Controlado de Silicio)
SENER	Secretaría de Energía
SIN	Sistema Interconectado Nacional
SPWM	Sine Pulse Width Modulation (Modulación Senoidal por Ancho de Pulso)
SSSC	Static Synchronous Series Compensator (Compensador Serie Síncrono Estático)
STATCOMS	Static Synchronous Compensator (Compensador Síncrono Estático)
TCPAR	Thyristor Controlled Phase Angle Regulator (Reguladores de Ángulo de Fase Controlados por Tiristores)
TCSC	Thyristor Controlled Series Capacitor (Capacitores en Serie Controlados por Tiristores)
UPFC	Unified Power Flow Controller (Controlador Unificado de Flujo de Potencia)
VSC	Voltage Source Converter (Convertidor de Fuente de Voltaje)
WAMS	Wide Area Measurement System (Sistema de Monitoreo de Área Amplia)
WECC	Western Electricity Coordinating Council (Consejo Coordinador de Electricidad del Oeste)
XLPE	Cross-Linked Polyethylene (Aislamiento de Polietileno de Cadena Cruzada)

Lista de Figuras

Fig. 1. Tipos de convertidores estáticos [16].....	7
Fig. 2. Efecto en la capacidad de transmisión de líneas de transmisión en función de la distancia del conductor, en (a) cables y (b) líneas aéreas. Obtenida de [25].....	9
Fig. 3. Punto de equilibrio entre costos y pérdidas de una línea de transmisión HVDC en comparación con HVAC. Obtenida de [27].....	10
Fig. 4. Configuraciones utilizadas para HVDC. Obtenida de [32].....	12
Fig. 5. Sistema HVDC basado en LCC, monopolar, 12 pulsos, con retorno por tierra [6].....	14
Fig. 6 Evolución de las pérdidas en el convertidor LCC y VSC de ABB. Obtenida de [28].....	16
Fig. 7. Diagrama unifilar de un sistema HVDC con VSC básico. Obtenida de [26].....	18
Fig. 8. Diagramas fasoriales del nodo de envío, rectificador (izquierda); y del nodo de recepción, inversor (derecha). Obtenida de [26].....	19
Fig. 9. Diagramas fasoriales mostrando los modos de operación de un VSC, modo flotante, modo inductivo y modo capacitivo. Adaptada de [36].....	19
Fig. 10. Curva de capacidad de un VSC en un plano PQ. Obtenida de [9].....	20
Fig. 11. Arriba, modulación PWM senoidal; abajo en azul el voltaje de línea a neutro a la salida del inversor.	21
Fig. 12. Una fase de un VSC de (a) dos niveles; y (b) de tres niveles. Obtenida de [6].....	22
Fig. 13 a) Una fase de un VSC modular multinivel, obtenida de [6], (b) Voltaje CA producido por un MCC, en rojo. En anaranjado, se indica el nivel de voltaje CD. Obtenida de [46].....	23
Fig. 14 A la izquierda, un submodulo de medio puente. A la derecha, un submodulo de puente completo. En rojo se ilustra el camino de la corriente de falla CD. Obtenida de [48].....	23
Fig. 15. Esquema de una estación convertidora VSC modular multinivel. Adaptada de (https://www.siemens.com).	24
Fig. 16. Unidad VSC representada por una fuente de voltaje detrás de una reactancia. Adaptada de [36].	25
Fig. 17. Estrategia de control vectorial para la potencia activa y reactiva en un VSC. Adaptada de [54].	27
Fig. 18. Control interno de corriente. Obtenida de [55].....	27
Fig. 19. Esquema de control en un sistema HVDC Light® de dos niveles. Obtenida de [32].....	29
Fig. 20. Jerarquías de control en un sistema HVDC basado en VSC. Obtenida de [36].....	29
Fig. 21. Proyectos de HVDC planeados en México para el 2024 [7].	31
Fig. 22. Diagrama del proyecto de Interconexión Sureste – Peninsular en HVDC-VSC [60].....	32
Fig. 23. Diagrama del proyecto de Interconexión de Baja California con el SIN [61].....	33
Fig. 24. Diagrama del proyecto de Interconexión de Baja California Sur con el SIN [60].	34
Fig. 25. Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos [63].....	35
Fig. 26. Respuesta de frecuencia del sistema típico ante un disturbio. Se resalta en amarillo la ventana de tiempo de la estabilidad de frecuencia de corto plazo [66].....	36
Fig. 27. Clasificación de los fenómenos de acuerdo con su impacto en la estabilidad de voltaje. Adaptada de [67].	38
Fig. 28. A la izquierda, el diagrama unifilar del modelo de un generador clásico; a la derecha el diagrama fasorial. Obtenida de [77].....	42

Fig. 29. Generador síncrono conectado a un nodo infinito. Obtenida de [77].	42
Fig. 30. Curvas de potencia-ángulo para diferentes valores de X_{eq} . Se muestra el criterio de áreas iguales para un sistema estable, siendo el punto azul la condición inicial, y las curvas representando al sistema en condición prefalla, postfalla y durante falla, de a mayor a menor. Obtenida de [76].	43
Fig. 31. Esquema de un sistema de potencia de N nodos para estudiar la estabilidad transitoria. Obtenida de [77].	44
Fig. 32. Diagrama unifilar de caso del libro de texto [77] usado para el análisis multimáquina en MATLAB	46
Fig. 33. Comparación de ángulos de rotor obtenidos con MATLAB y PSS/E del caso de estudio de 5 nodos	47
Fig. 34. Comparación de velocidad de rotor obtenidas con MATLAB y PSS/E del caso de estudio de 5 nodos	47
Fig. 35. Demostración mediante el criterio de áreas iguales la mejora a la estabilidad transitoria por medio de compensación serie [79].	49
Fig. 36. Controlador de frecuencia para un enlace HVDC basado en VSC. Obtenida de [83].	51
Fig. 37. Fenómenos dinámicos en los sistemas eléctricos en sus respectivas escalas de tiempo. Adaptada de [84].	52
Fig. 38. Representación en estado estable de una línea HVDC-VSC de punto a punto. Obtenida de [85].	54
Fig. 39. Diagrama del modelo promediado para un VSC. Adaptada de [88].	57
Fig. 40. Modelos para flujos de carga y dinámicos para HVDC Light® en PSS/E®. Obtenida y adaptada de [92].	60
Fig. 41. Esquema de control de HVDC Light®. Obtenida de [92].	61
Fig. 42. Sistema Kundur con una línea HVDC en paralelo con otras líneas de transmisión CA.	62
Fig. 43. Sistema Kundur con una línea HVDC conectando de manera asíncrona dos áreas aisladas.	63
Fig. 44. Sistema Nordic 32 con una línea HVDC Light® instalada entre los nodos 4012 y 4044.	65
Fig. 45. Ángulos de rotor referenciados a la máquina de B-4072, obtenidos en simulación de Nordic 32, sin HVDC	66
Fig. 46. Kundur con HVDC en paralelo. Ángulos de rotor relativos a generador 3 posterior a disparo de una línea CA 7-9, controlador activo.	67
Fig. 47. Kundur con HVDC en paralelo. Flujos de potencia posterior a disparo de una línea CA 7-9, con controlador activado.	68
Fig. 48. Kundur con HVDC en paralelo. Ángulos de rotor relativos al generador 3 posterior a disparo de una línea CA 7-9, controlador deshabilitado.	68
Fig. 49. Kundur con HVDC en paralelo. Flujos de potencia posterior a disparo de una línea CA 7-9, con controlador deshabilitado.	69
Fig. 50. Kundur áreas aisladas con HVDC. Ángulos de rotor relativos de áreas 1 y 2 posterior al tiro de carga de 150 MW en área 2, sin controlador.	70
Fig. 51. Kundur áreas aisladas con HVDC. Ángulos de rotor relativos de áreas 1 y 2 posterior al tiro de carga de 150 MW en área 2, con modulación de potencia activa.	70
Fig. 52. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor relativos a generador en nodo 4072 posterior a falla simétrica de 100 ms en nodo 4045, controlador activo.	71
Fig. 53. Nordic 32 con HVDC. Flujos de potencia de líneas al nodo 4044 posterior a falla simétrica de 100 ms en nodo 4045, controlador activo.	72

Fig. 54. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor relativos a generador en nodo 4011 posterior a falla transitoria en nodo 4032, 100 ms. Controlador de frecuencia activo.....	73
Fig. 55. Nordic 32 con HVDC. Modulación de potencia del controlador de la línea HVDC posterior a falla transitoria en nodo 4032, 100 ms.....	74
Fig. 56. Nordic 32. Comparación de ángulo de rotor de generador en nodo 4047 en caso con HVDC y modulación de potencia activa (izquierda) y el caso original sin HVDC (derecha).	74
Fig. 57. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor absolutos posteriores a falla en línea HVDC, 100 ms.	75
Fig. 58. Nordic 32 con HVDC. Voltajes y corrientes en CD posteriores a falla en línea HVDC.	76
Fig. 59. Conversión de energía mecánica a eléctrica. En estado estable $P_m = P_e$	86

Lista de Tablas

Tabla 1. Instalaciones de sistemas MTDC en el mundo.....	12
Tabla 2. Comparativa entre sistemas HVDC, LCC vs VSC <i>[43], [44]</i>	17
Tabla 3. Interconexiones de México y EE. UU. en HVDC <i>[7], [58], [59]</i>	30
Tabla 4. Listado de proyectos HVDC en México para el 2024 [7].	31
Tabla 5. Parámetros de la línea HVDC Nordic 32	64

Contenido

Resumen.....	V
Lista de Figuras.....	IX
Lista de Tablas.....	XII
1. Objetivos y Alcance del Proyecto	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Antecedentes.....	1
1.3 Definición del Problema	3
1.4 Objetivo del Estudio	3
1.5 Alcance.....	4
1.6 Metodología	4
2. Sistemas de Transmisión de Corriente Directa en Alta Tensión	5
2.1 Historia de los Sistemas de Transmisión de Corriente Directa.....	5
2.2 Tecnología en estado sólido para convertidores en HVDC.....	6
2.3 Retos de las redes de Transmisión en CA actuales.....	7
2.4 Beneficios de HVDC en comparación con HVAC.....	8
2.4.1 Beneficios técnicos	8
2.4.2 Beneficios económicos.....	10
2.5 Configuraciones típicas de enlaces de HVDC	11
2.5.1 Enlace monopolar	11
2.5.2 Enlace bipolar.....	11
2.5.3 Sistemas back-to-back.....	11
2.5.4 Sistemas multiterminal.....	11
2.6 Robustez de los sistemas CA/CD y Relación de Corto Circuito.....	12
2.7 Transmisión HVDC con Convertidores Conmutados por Línea	13
2.8 Transmisión HVDC con VSC.....	15
2.8.1 Características básicas de la transmisión en VSC.....	15
2.8.2 Principio de conversión de potencia en un VSC	18
2.8.3 Curva de capacidad de una estación VSC.....	20
2.8.4 Topología de convertidores tipo VSC	21
2.8.5 Componentes de una estación HVDC con VSC	24

2.8.6	Tecnología en cables y líneas de transmisión por HVDC con VSC	24
2.8.7	Control en un sistema HVDC con VSC	25
2.9	HVDC en México	30
2.9.1	Proyectos HVDC basados en VSC	31
3.	Estabilidad en Sistemas de Potencia	35
3.1	Estabilidad de frecuencia	36
3.2	Estabilidad de voltaje	37
3.3	Estabilidad angular.....	38
3.3.1	Estabilidad de pequeña señal.....	39
3.3.2	Estabilidad transitoria	40
3.4	Potencial de los sistemas HVDC para la mejora de la estabilidad transitoria	49
3.4.1	Controles suplementarios de HVDC basado en VSC para soporte de la red CA	49
4.	Modelado de HVDC para análisis en Sistemas de Potencia.....	52
4.1	Introducción.....	52
4.2	Modelado de HVDC para Flujos de Potencia	53
4.3	Modelado de HVDC para Estudios Dinámicos	54
4.3.1	Enfoques de modelado.....	55
4.3.2	Modelado de VSC	56
4.3.3	Modelado del sistema CD	57
4.3.4	Interfaz entre sistemas CA y CD.....	58
4.3.5	Modelado del esquema de control del VSC.....	58
4.4	Modelo de línea HVDC utilizado para los casos de estudio	59
4.4.1	Implementación del modelo de HVDC Light® en PSS/E®.....	59
5.	Casos de estudio y simulaciones	62
5.1	Caso de estudio 1. Línea HVDC en sistema Kundur, 4 generadores.....	62
5.1.1	Contingencias aplicadas al caso de estudio	63
5.2	Caso de estudio 2. Línea HVDC en Sistema de prueba Nordic.32.....	63
5.2.1	Contingencias aplicadas al caso de estudio	65
5.3	Resultados de simulaciones en PSS/E®	67
5.3.1	Sistema Kundur con HVDC en paralelo	67
5.3.2	Sistema Kundur con áreas aisladas interconectadas por HVDC.....	69
5.3.3	Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla simétrica en nodo 4045.....	71
5.3.4	Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla simétrica en nodo 4032	72

5.3.5	Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla en línea de Corriente Directa.	75
6.	Conclusiones y trabajo futuro	77
	Bibliografía	80
	Anexo A	86
	Anexo B	89
	Anexo C	92
	Curriculum Vitae.....	105

1. Objetivos y Alcance del Proyecto

1.1 Introducción

Esta tesis titulada “Análisis de Estabilidad Transitoria de Sistemas Eléctricos con una Línea de Transmisión de Corriente Directa basada en Convertidores de Fuente de Voltaje” es una investigación que aborda los conceptos que integran la tecnología mundialmente conocida como HVDC por sus siglas en inglés, y su impacto en los sistemas eléctricos actuales, buscando presentar un panorama que ayude al entendimiento de estos y sea de utilidad para trabajos futuros en este campo.

Esta tesis está organizada de la siguiente manera:

En el *Capítulo 1*, se presenta una introducción al trabajo de investigación desarrollado en esta tesis. Primeramente, se describen los antecedentes del problema a plantear, posteriormente se expone el problema de la tesis, el objetivo principal, su alcance y la metodología que se siguió en este proyecto.

En el *Capítulo 2* se describen los Sistemas de Transmisión en Corriente Directa, mencionando en primer lugar los beneficios que ofrecen estos sistemas en comparación con la transmisión de energía en Corriente Alterna. Se presenta un resumen de las dos tecnologías existentes para transmitir potencia en Corriente Directa, haciendo énfasis en la tecnología más reciente de convertidores.

El *Capítulo 3* aborda las definiciones consensuadas por las asociaciones mundiales IEEE y CIGRÉ sobre la Estabilidad en Sistemas Eléctricos de Potencia, destacando el concepto de Estabilidad Transitoria y el impacto que los Sistemas de Transmisión en Corriente Directa tiene en ésta.

El *Capítulo 4* describe los tipos de modelos que existen para representar las líneas de Transmisión en Corriente Directa en herramientas de simulación de sistemas eléctricos, presentando el modelo a utilizar en este trabajo para realizar las simulaciones de los casos de estudio.

En el *Capítulo 5* se describen con detalle los casos de estudio elegidos para realizar los análisis de estabilidad transitoria, además se presentan los resultados obtenidos en dichos análisis de cada caso de estudio propuesto.

El *Capítulo 6* menciona las conclusiones obtenidas y ofrece sugerencias para trabajos futuros que puedan complementar esta investigación.

1.2 Antecedentes

En la actualidad, muchos países se encuentran en una etapa de transición económica, política y social en la que la tendencia consiste en incrementar la participación de las energías renovables en la matriz

energética. En el caso de México, en la Estrategia de Transición para Promover el Uso de Tecnologías y Combustibles más Limpios se plantea como meta para el año 2030 aumentar el porcentaje de generación eléctrica por las llamadas energías limpias a un 37.7% y para el 2050 a un 50% de la generación eléctrica total [1]. De acuerdo con la Ley de Transición Energética, las energías limpias incluyen, entre otras, la cogeneración eficiente, la energía nuclear, geotérmica y biocombustibles. De acuerdo con dicha Estrategia y a datos publicados por la SENER, se podría aproximar que el porcentaje de la capacidad instalada total de la generación eólica y solar planeada en México es de un 22% para el 2031 y de un 30% para el 2050.

Debido a que el porcentaje de participación de las energías solar y eólica en la matriz energética será considerablemente mayor en un futuro próximo, se requieren estrategias que integren de manera confiable tal cantidad de generación proveniente de dichas energías, ya que dada su naturaleza intermitente y su poca o nula inercia podrían generar problemas de control de frecuencia en las futuras redes [2]–[4].

Una de las tecnologías que tiene el potencial de mitigar este problema son los sistemas de transmisión de Corriente Directa, cuyo control es realizado por dispositivos basados en Electrónica de Potencia. Esta forma de transmisión de potencia es comúnmente conocida por sus siglas en inglés como HVDC (*High Voltage Direct Current*). Actualmente la transmisión de energía eléctrica es en su mayoría en Corriente Alterna (CA), esto debido a que en los inicios de los Sistemas Eléctricos la CA tenía más ventajas técnico-económicas que su contraparte, la Corriente Directa (CD). Aunque actualmente la transmisión de energía en CD no tiene tanta presencia en comparación con la transmisión en CA, es una tecnología que ha evolucionado desde principios de los años 1960, década en la que se instalaron los primeros proyectos de HVDC en el mundo.

Hoy en día existen más de 170 proyectos de HVDC en todo el mundo [5]. La transmisión en HVDC se ha preferido desde sus inicios cuando las ventajas económicas y operativas superan a las de una línea de transmisión en CA equivalente en capacidad y longitud. Las aplicaciones típicas de la transmisión en CD se pueden agrupar en [6]:

- Transmisión de potencia por cable submarino
- Líneas aéreas de transmisión de largas distancias (mayor a 500 km)
- Interconexión de dos redes CA de diferentes frecuencias (50-60 Hz)
- Interconexión de dos redes CA con la misma frecuencia, pero sin operar en sincronismo
- Transacciones controladas de energía entre dos redes CA

Si bien a nivel mundial se cuenta con bastante experiencia en los sistemas HVDC, hasta la fecha en México aún no existe ningún sistema de Transmisión por Corriente Directa (se tienen enlaces asíncronos en HVDC con Estados Unidos, pero las estaciones convertidoras se encuentran en territorio estadounidense). Recientemente en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031[7] publicado por la Secretaría de Energía (SENER), se han propuesto diversos proyectos en HVDC con objetivo de comenzar su operación en 2024. Se mencionan al menos 7 proyectos de enlaces HVDC que actualmente se encuentran instruidos, en estudio o en perspectiva de análisis. La primera línea de Transmisión de Corriente Directa que entrará en operación en México será un enlace de dos terminales desde Ixtepec, Oaxaca hasta Yautepec, Morelos. Esta línea tendrá una capacidad de

3000 MW y se construye con el fin de desahogar la gran cantidad de energía eólica generada en el Istmo de Tehuantepec.

Otra de las obras de transmisión licitadas recientemente por la SENER para su ejecución es el proyecto de "Interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California con el Sistema Interconectado Nacional (SIN)". De acuerdo con la planeación especificada por la SENER, este proyecto será la segunda línea de transmisión con tecnología de Corriente Directa en Alto Voltaje (HVDC) en el país. Además, será la primera línea HVDC basada en la más reciente tecnología de convertidores estáticos para esta aplicación.

1.3 Definición del Problema

Debido a la novedad de la tecnología en HVDC en México, es muy importante contar con conocimiento, experiencia y bases técnicas para analizar debidamente el impacto que tendrá un proyecto de tal magnitud en el Sistema Eléctrico Nacional.

Los sistemas eléctricos de potencia deben ser debidamente planeados y operados para asegurar su eficiencia, confiabilidad y seguridad, con el fin de entregar a los usuarios energía eléctrica con calidad y continuidad. Cada obra que se desee integrar en un sistema eléctrico debe estar respaldada por un estudio de factibilidad, el cual incluye diversos análisis de estabilidad.

En vista de que en México se tendrán en un futuro cercano diversos proyectos en HVDC, incluyendo al menos dos enlaces basados en nuevas tecnologías de convertidores, por necesidad el CENACE realizará, entre otros, los estudios de flujos de potencia y de estabilidad que respalden que dichos proyectos operarán de manera segura y confiable en el Sistema Eléctrico Nacional.

La presente tesis presenta casos de estudio de estabilidad transitoria en sistemas eléctricos con líneas de Transmisión en Corriente Directa basadas en convertidores de Fuente de Tensión, con el fin de ilustrar los beneficios que estos sistemas HVDC aportan a los sistemas eléctricos a los cuales se instalan, ya sea con el fin de crear una interconexión entre sistemas asíncronos o reforzar corredores de transmisión en un mismo sistema.

1.4 Objetivo del Estudio

El objetivo de este trabajo es demostrar el beneficio en la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos que es capaz de proporcionar un enlace de transmisión en Corriente Directa basado en Convertidores de Fuente de Voltaje, como complemento a la aplicación principal de dicho enlace en HVDC.

Objetivos específicos

- Presentar una revisión bibliográfica que ayude al entendimiento de los conceptos que integran la tecnología HVDC y su impacto en los sistemas eléctricos actuales.
- Plasmar las características de la tecnología HVDC basada en Convertidores de Fuente de Voltaje y sus posibles aplicaciones en las obras de transmisión propuestas por SENER en el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031.

- Evaluar la respuesta transitoria de un sistema HVDC ante las posibles contingencias críticas que ocurren en los sistemas eléctricos tales como disparo de líneas de transmisión, pérdidas sustanciales de carga, fallas simétricas en la red CA y falla CD en la línea de Corriente Directa.

1.5 Alcance

La presente tesis presenta casos de estudio de estabilidad transitoria en dos sistemas eléctricos ficticios con una línea de Transmisión en Corriente Directa basada en convertidores de Fuente de Voltaje, con el fin de ilustrar los beneficios que los sistemas HVDC aportan a los sistemas eléctricos como adición a la aplicación principal del enlace HVDC, ya sea el de formar una interconexión entre sistemas asíncronos o reforzar corredores de transmisión en una misma red CA.

La simulación de los casos de estudio de este trabajo se realiza con la herramienta PSS/E®, propiedad de SIEMENS PTI™. Se utiliza solamente un modelo de línea HVDC para los estudios en PSS/E®, el cual fue proporcionado a la autora por la compañía ABB™, el cual está basado en su tecnología denominada HVDC Light®.

Los resultados de dichos estudios de estabilidad transitoria tienen como fin demostrar las mejoras a la estabilidad transitoria que un sistema HVDC podría proporcionar a los sistemas eléctricos en el caso que se opte por utilizar un control suplementario de potencia activa.

1.6 Metodología

Se establecen los siguientes puntos a seguir para el desarrollo del proyecto:

1. Obtener los datos requeridos para implementar los dos modelos de los sistemas eléctricos escogidos para este trabajo en la herramienta de simulación dinámica PSS/E®.
2. Prueba y validación de los sistemas eléctricos escogidos usando PSS/E® mediante análisis de flujos de potencia y simulaciones dinámicas.
3. Definir los escenarios y contingencias que se utilizan en los casos de estudio.
4. Validación del modelo HVDC Light® proporcionado por ABB™ en PSS/E® con un sistema de prueba simple.
5. Integración del modelo HVDC Light® a los dos sistemas eléctricos propuestos.
6. Realizar los estudios de estabilidad transitoria aplicando las mencionadas contingencias.
7. Análisis y reporte de resultados.
8. Conclusiones y propuesta de trabajo futuro.

2. Sistemas de Transmisión de Corriente Directa en Alta Tensión

Los Sistemas de Transmisión de Corriente Directa son considerados una tecnología madura, los cuales juegan un papel vital en la interconexión de sistemas eléctricos y la transmisión de energía a través de largas distancias. Su componente clave es el convertidor estático de potencia, el cual es la interfaz entre los sistemas CA y CD. La conversión de CA a CD y viceversa se realiza mediante la conmutación de dispositivos electrónicos.

En este capítulo primeramente se hace una descripción general de los sistemas HVDC: su historia, las ventajas que tiene en comparación con la transmisión en CA y configuraciones típicas de enlaces HVDC. Posteriormente se presenta un resumen de la tecnología HVDC basada en convertidores de fuente de corriente o conmutados por línea, conocidos como CSC o LCC respectivamente por sus siglas en inglés. Finalmente, se describe de manera más amplia la tecnología HVDC basada en convertidores de fuente de voltaje, o VSC por sus siglas en inglés.

2.1 Historia de los Sistemas de Transmisión de Corriente Directa

Los primeros sistemas eléctricos y las aplicaciones prácticas de la electricidad en Estados Unidos iniciaron basados en Corriente Directa. Los sistemas de potencia eran redes aisladas locales, siendo la primera en el mundo construida por Thomas A. Edison en Nueva York, en 1882. Era una red que alimentaba un área de aproximadamente 1.6 km a través de cables subterráneos a un potencial de 110 V_{dc} . Al paso de los años, estos sistemas se fueron reproduciendo en los centros de las ciudades grandes del mundo. Eventualmente, la demanda de potencia y por ende la necesidad de transmisión de energía fue creciendo, por lo que se buscó incrementar los voltajes de transmisión e interconectar las redes para mayor confiabilidad [8].

Es considerado que el primer sistema CA en el mundo apareció en 1886: un proyecto financiado por George Westinghouse con el fin de demostrar la capacidad de los transformadores eléctricos de aumentar o disminuir el voltaje de operación sin grandes pérdidas. Debido a los grandes avances en la época en sistemas CA, estos llegaron a coexistir con los sistemas en CD, cada tecnología con sus promotores que debatieron entre cuál de los dos sistemas era el más adecuado para seguir desarrollándose. Este debate coloquialmente llamado "Guerra de las Corrientes" fue ganada por los sistemas en CA, debido a que el transformador hizo posible el uso de diferentes niveles de voltaje para generar, transmitir, distribuir y usar la energía eléctrica. En aquellos años no había una manera eficiente

de elevar o reducir voltajes en CD, ni manera de interrumpirla. Una razón más fue que en esos años aparecieron patentes de motores y generadores CA polifásicos, los cuales presentaban grandes ventajas técnico-económicas sobre las máquinas en CD. En Estados Unidos se fue relevando el uso de los sistemas en CD para circuitos de tranvías, elevadores de edificios y motores de velocidad variable [8].

Por otro lado, en Europa existieron varios sistemas de transmisión en CD electromecánicos llamados sistemas Thury (en honor a su inventor, René Thury) que son considerados predecesores de los sistemas de transmisión en CD. Uno de los sistemas Thury llegó a operar con una tensión de 125 kV a una distancia de 225 km, hasta su desmantelamiento en 1937[8]. Estos niveles de voltaje se obtenían mediante la conexión en serie de los generadores en un extremo y de motores en serie en el otro extremo de la línea, por lo que una de sus limitaciones era la poca confiabilidad en el caso de que una carga se desconectara [9], [10].

El desarrollo de las válvulas de vapor de mercurio en la década de 1930 por Uno Lamm hizo posible la experimentación con proyectos de transmisión en CD en Estados Unidos, Alemania y Suiza. El primero de estos experimentos, el Proyecto Elbe, no fue completado debido al paso de la Segunda Guerra Mundial. Este sistema tenía la capacidad de transmitir 60 MW en cd por un cable de 110 km desde Dessau a Berlín, con una tensión de ± 200 kV [11]. El equipo de este proyecto fue trasladado a Rusia, donde fue puesto en servicio en 1951 con una capacidad de 30 MW. No obstante, se considera que la primera línea en CD comercial fue el corredor Gotland – Suecia, un cable submarino de 96 km con una capacidad de 20 MW y una tensión de 100 kV, puesta en servicio en 1954 por ASEA [8], [12]. Este sistema se consideró más económico que instalar plantas térmicas adicionales en la isla de Gotland, además que la distancia fue considerada impráctica para transmisión submarina en CA.

La válvula de vapor de mercurio fue la tecnología que se usó en todos los sistemas HVDC que fueron instalados alrededor del mundo hasta 1972, año en que se puso en servicio la última línea HVDC con esta tecnología [13]. A partir de entonces, todos los sistemas HVDC existentes se fueron modernizando; el convertidor 1 del sistema Inter-island de Nueva Zelanda sería la última instalación con válvulas de vapor de mercurio, la cual fue reemplazada en su totalidad por tecnología de estado sólido en 2009 [14].

2.2 Tecnología en estado sólido para convertidores en HVDC

Los convertidores de HVDC son un conjunto de interruptores electrónicos que tienen la capacidad de conducir corriente eléctrica en una dirección y bloquearla en el sentido contrario. Existen 2 tipos de convertidores, los cuales se muestran en la Fig. 1: el Convertidor por Fuente de Corriente, o CSC, y el Convertidor por Fuente de Voltaje, o VSC. Ambos funcionan con tecnología de estado sólido, los CSC están formados por conexiones en serie de celdas de tiristores, dichos arreglos en serie de dispositivos semiconductores que conmutan al mismo tiempo se les denomina *válvulas*. Para el caso de los VSC, se componen de válvulas de transistores bipolares de compuerta aislada, mejor conocidos por IGBT [15].

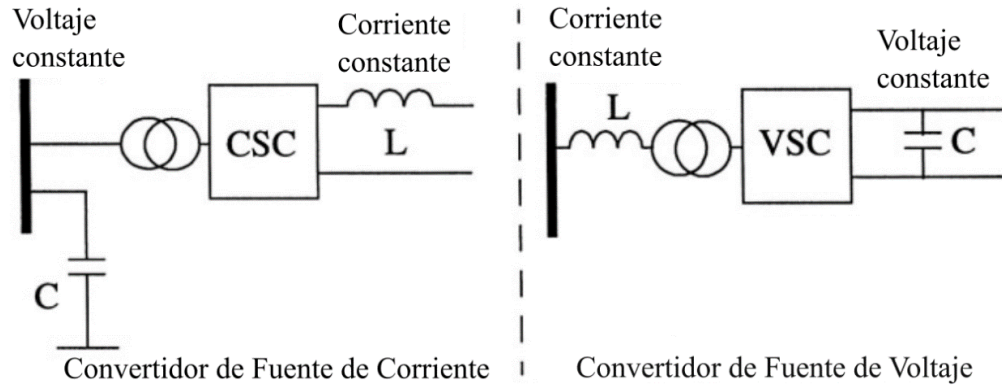


Fig. 1. Tipos de convertidores estáticos [16].

La transición de válvulas de vapor de mercurio a tiristores en la década de 1970 fue un gran paso en el desarrollo del HVDC. Para ese entonces, los tiristores ya habían mostrado su confiabilidad en convertidores para aplicaciones industriales [17]. Actualmente, la capacidad de bloqueo de los tiristores ha alcanzado los 12 kV, con una capacidad de 32 kVA (corriente promedio de 4 kA). Para alcanzar los voltajes de alta tensión, se conectan varios dispositivos en serie para formar una válvula de tiristores[15].

El IGBT se inventó en 1982, y su desarrollo para soportar altos voltajes comenzó una década después [15]. Hoy en día existen dispositivos IGBT en tecnología *PressPack* de clase 3.3 kV hasta 6.5 kV, con capacidad de corriente de 1500 A y 750 A respectivamente [18]. Estos dispositivos se conectan en serie para llegar a mayores niveles de voltaje y en paralelo para mayor capacidad de corriente, si la instalación en particular lo requiere.

2.3 Retos de las redes de Transmisión en CA actuales

La ecuación que determina la potencia P transmitida entre dos nodos a través de un enlace en CA con una reactancia X es dada por:

$$P = \frac{V_1 V_2}{X_{12}} \sin(\delta_1 - \delta_2) \quad (2.1)$$

Donde V_1 y V_2 son los voltajes de cada nodo, δ_1 y δ_2 el ángulo entre esos voltajes y X_{12} la reactancia de la línea, la cual es directamente proporcional a su longitud. Debido a que los voltajes de nodo en un sistema ya están dados operativamente y la reactancia de la línea es fija, los flujos de potencia en una red eléctrica CA no se pueden controlar, sino que se distribuyen de acuerdo con la topología de la red, al menos no sin ayuda de sistemas FACTS[19].

Debido a esta restringida capacidad de control de los flujos de potencia en las líneas de transmisión en CA, las redes eléctricas actuales en CA presentan limitaciones en ciertas aplicaciones como [20], [21]:

- Congestión
- Flujos circulantes
- Oscilaciones de potencia

- Control de voltaje
- Fallas en cascada
- Límites de capacidad

Los flujos circulantes se presentan en los sistemas de potencia cuando la potencia real o reactiva fluye en un lazo cerrado en vez de un nodo de envío directamente al nodo de recepción. Esto es indeseable debido a que ocasionan pérdidas de potencia y caídas de voltaje en el sistema de transmisión [22].

La congestión son los cuellos de botella que se presentan en los enlaces de transmisión debido a que se alcanzó un límite de capacidad físico u operativo de la línea. Esto ocasiona pérdidas y diferencias de precios de energía en los nodos de envío y recepción [23].

Una interconexión en CA entre dos sistemas eléctricos los obliga a operar en sincronismo. Esto implica que cualquier disturbio considerable que tenga una red, causará un desbalance y por ende un cambio en el flujo de potencia a través de la línea. En el estado transitorio, un disturbio provoca que los sistemas de potencia sincronizados presenten oscilaciones a través de sus enlaces por la falta de coherencia entre los controles de las unidades generadoras. Si dicho disturbio no se amortigua adecuadamente, el sistema presentará inestabilidad, provocando fallas en cascada descontroladas, provocando a su vez apagones parciales o totales.

2.4 Beneficios de HVDC en comparación con HVAC

A manera de lista, se pueden agrupar los beneficios de HVDC como sigue [15], [24]:

- Mayor capacidad y eficiencia en la línea de transmisión
- Mayores voltajes de operación posibles
- Construcciones más simples de líneas aéreas
- La distancia del enlace no está limitada por estabilidad angular o de voltaje
- Un enlace bipolar en CD puede considerarse como un doble circuito en CA
- No se requiere operación sincronizada de los sistemas interconectados
- No contribuye a la corriente de corto circuito del sistema CA
- Control total sobre la potencia activa (y reactiva con VSC)
- Capacidad de mejorar la estabilidad transitoria y de pequeña señal en redes CA asociadas

A continuación, se detalla más sobre algunos de estos beneficios de HVDC sobre la transmisión en CA, los cuales pueden clasificarse en beneficios técnicos y económicos.

2.4.1 Beneficios técnicos

Una característica de la transmisión en CA (HVAC) es la energía reactiva que se presenta debido a la carga y descarga de los campos magnéticos y eléctricos de la línea o cable. La potencia reactiva (VAR) provoca voltajes y corrientes adicionales en la línea que restan capacidad útil en la misma. La capacitancia e inductancia de una línea aumentan con la longitud, por lo que la energía reactiva que se requiere para transmitir una cierta cantidad de potencia activa aumenta hasta llegar a un punto en que deja de ser viable. En cables mayores a 50 km, la mayoría de la corriente en CA se requiere para cargar

y descargar la capacitancia C del cable, esto se ilustra en la Fig. 2 (a). En líneas aéreas mayores a 200 km, gran parte del voltaje en CA se requiere para contrarrestar la inductancia L de la línea, esto se ilustra en la Fig. 2 (b). Debido a estos efectos en las líneas CA, el control de voltaje se puede volver complicado cuando la línea de transmisión está muy cargada o muy descargada de acuerdo con su SIL¹[15].

La transmisión en HVDC elimina estas limitaciones, ya que los campos eléctricos y magnéticos de la línea o cable son constantes, por lo que sólo requieren cargarse una vez cuando se energiza la línea [10].

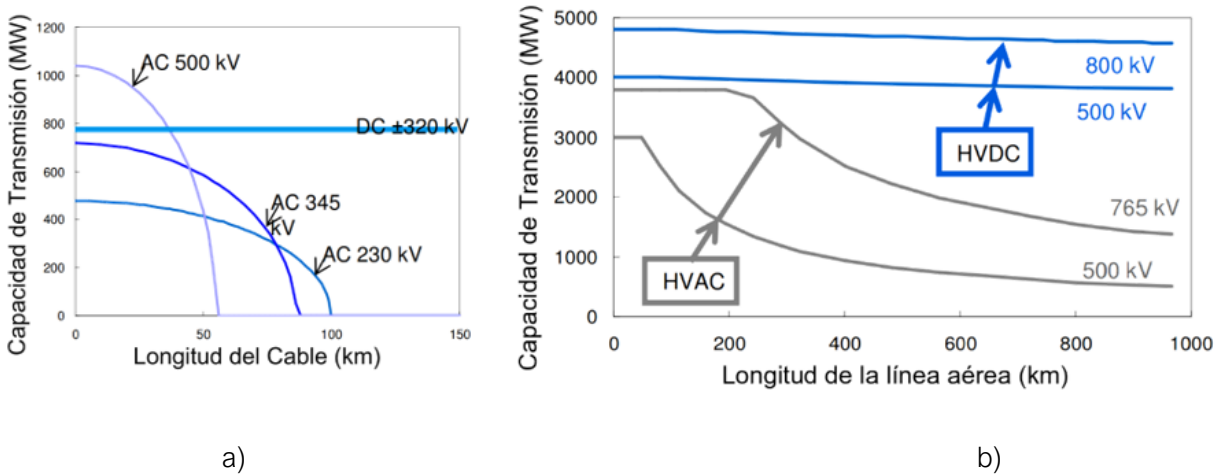


Fig. 2. Efecto en la capacidad de transmisión de líneas de transmisión en función de la distancia del conductor, en (a) cables y (b) líneas aéreas. Obtenida de [25]

Una línea en HVDC tiene mayor capacidad de transferencia de potencia por conductor en comparación con HVAC, debido a que el efecto piel y el de proximidad no se presentan en conductores que transmiten CD [24], [26]. Estos efectos que sí se presentan en CA aumentan la resistencia efectiva del conductor, lo que se traduce en mayores pérdidas cuando se transfiere potencia en CA.

Para describir otro beneficio técnico de la transmisión en HVDC, se muestra la ecuación que rige la transferencia de potencia por un enlace HVDC:

$$P_{CD} = V_{cd} I_{cd} \quad (2.2)$$

$$P_{CD} = V_{dc1} \frac{V_{dc1} - V_{dc2}}{R} \quad (2.3)$$

De acuerdo con la ecuación (2. 1), la transferencia de potencia en líneas CA depende de la diferencia de ángulos $\delta_1 - \delta_2$ de los voltajes fasoriales de los nodos (con una reactancia y voltajes de nodo fijos). La potencia P en una línea de transmisión debe mantenerse a un nivel que dé una diferencia de ángulos relativamente pequeña, típicamente alrededor de 20 y 30 grados eléctricos [20]. Dado un voltaje de operación, este ángulo δ aumenta con la distancia entre un nodo a otro. Si la distancia de una línea de transmisión es muy larga o se desea transmitir más potencia activa por cierta línea en CA, esta diferencia

¹ El SIL (Surge Impedance Loading, por sus siglas en inglés) de una línea es la carga en MW en la que la potencia reactiva neta de la línea es cero, es decir, el punto en el que los MVAR de la capacitancia natural son iguales a los MVAR que requiere la línea para mantener su voltaje.

angular aumentaría, la cual si sobrepasa cierto valor causaría inestabilidad y disturbios en una red CA. Esto no es una limitante en transmisión por HVDC, ya que la capacidad de transferencia de potencia por un enlace CD no es afectada por la longitud de la línea. Un enlace HVDC está limitado solamente por la capacidad de corriente a través de los conductores y las válvulas (límite térmico) [15].

Además, una línea en HVDC no contribuye a la corriente de cortocircuito del sistema CA. Durante una falla en CA, la corriente del sistema HVDC puede controlarse hasta llegar a cero o un valor preestablecido, por lo que no requiere la modernización de equipo en subestaciones existentes [6], [24].

2.4.2 Beneficios económicos

El costo de una línea de transmisión ya sea de CD o CA incluye el costo de inversión (derecho de vía, torres, conductores, aisladores, equipo en terminales) y el costo de operación, el cual es principalmente el costo de las pérdidas en transmisión. Dado un cierto voltaje de operación en alta tensión y una capacidad deseada, una línea de transmisión en CD requiere menor derecho de vía, torres más económicas y costos reducidos en conductores y aisladores [15], [24].

El costo total de un proyecto en HVDC es más económico a partir de 40-70 km si es por cable submarino o subterráneo y de 600-800 km si es por línea aérea [6]. La Fig. 3 muestra el punto de equilibrio en cuanto a costos totales de proyectos HVDC contra HVAC, agregando el costo de las pérdidas en la línea y convertidores en el caso de HVDC.

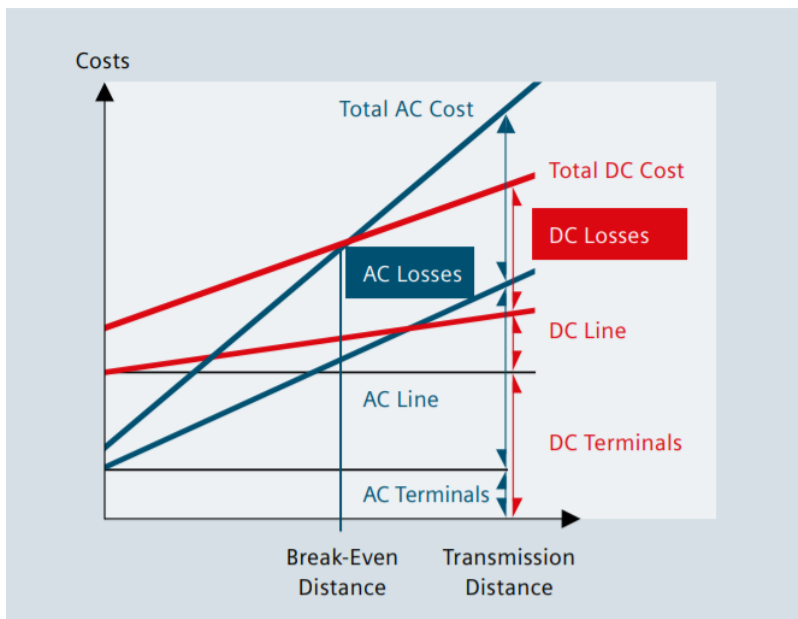


Fig. 3. Punto de equilibrio entre costos y pérdidas de una línea de transmisión HVDC en comparación con HVAC. Obtenida de [27]

2.5 Configuraciones típicas de enlaces de HVDC

Existen dos configuraciones principales utilizadas en sistemas de transmisión en HVDC: monopolar y bipolar.

2.5.1 Enlace monopolar

Se utilizan comúnmente en sistemas pequeños [6]. Consiste en un conductor, usualmente de polaridad negativa, utilizando retorno por tierra o por mar. Cuando hay restricciones ambientales, riesgo de corrosión en infraestructura, o alta resistividad del terreno, se utiliza un retorno metálico. En la Fig. 4 se muestran tres tipos de sistemas HVDC monopolar.

2.5.2 Enlace bipolar

Esta configuración utiliza dos conductores, uno con polaridad positiva y el otro con polaridad negativa. Cada terminal tiene dos pares de convertidores (12 pulsos) conectados en serie en el lado CD. Normalmente estos polos están balanceados, por lo que no hay corriente de retorno por tierra; aunque este sistema podría operar a la mitad de la capacidad si uno de los polos está fuera de servicio, y en este caso se utilizaría el retorno por tierra. En caso de restricciones ambientales o una modernización de una instalación de CA a CD, en lugar del retorno por tierra se utilizaría un tercer conductor [6]. En la Fig. 4 se muestran tres esquemas de un sistema HVDC bipolar.

2.5.3 Sistemas back-to-back

Un sistema HVDC back-to-back consta de dos convertidores, rectificador e inversor, en la misma instalación. Esta configuración se utiliza comúnmente para crear un enlace asíncrono entre dos redes CA vecinas, donde no hay necesidad de una línea de transmisión en CD. Por lo general se utilizan voltajes de 150 kV o menores, para aprovechar la capacidad de corriente de las válvulas (alta corriente, bajo voltaje) [26], [28]. Se ilustra un sistema back-to-back en la Fig. 4.

2.5.4 Sistemas multiterminal

Un sistema HVDC multiterminal (MTDC) es aquel que tiene más de dos estaciones convertidoras conectadas a través de líneas CD. La configuración más sencilla es una línea CD de dos terminales con una derivación. En la Tabla 1 se numeran los sistemas MTDC existentes hasta el momento. La operación en paralelo de convertidores y bipolos también se pueden ver como una configuración multiterminal, tal es el caso del sistema Pacific DC Intertie[15], [29], el cual se puede considerar por algunos como un sistema multiterminal debido al esquema de control implementado en el mismo.

Desde antes que los sistemas MTDC existieran ha habido un gran interés por los mismos debido al gran potencial que tienen para el intercambio de energía entre diferentes regiones, principalmente de energías solar y eólica, pero han existido ciertas limitaciones técnicas, la más importante de ellas es la dificultad de implementar un interruptor CD en altas tensiones [8].Últimamente se ha renovado el interés por estos

sistemas debido a que el desarrollo de la tecnología VSC permitirá la futura implementación de redes MTDC [30], [31].

Tabla 1. Instalaciones de sistemas MTDC en el mundo

Sistema MTDC	Año de puesta en servicio/remodelación	Terminales	Capacidad (MW)	Tensión	Tecnología	País
SACOI HVDC	1967/1988 (MTDC)/1992	3	300/50	200 kV	LCC	Italia
Hydro-Quebec-New England HVDC	1986/1992(MTDC)	3	2250	450 kV	LCC	Canadá - EE. UU.
Zhoushan HVDC	2014	5	400/300/100	200 kV	VSC	China
Nan' Ao HVDC	2014	3	200/100/50	160 kV	VSC	China

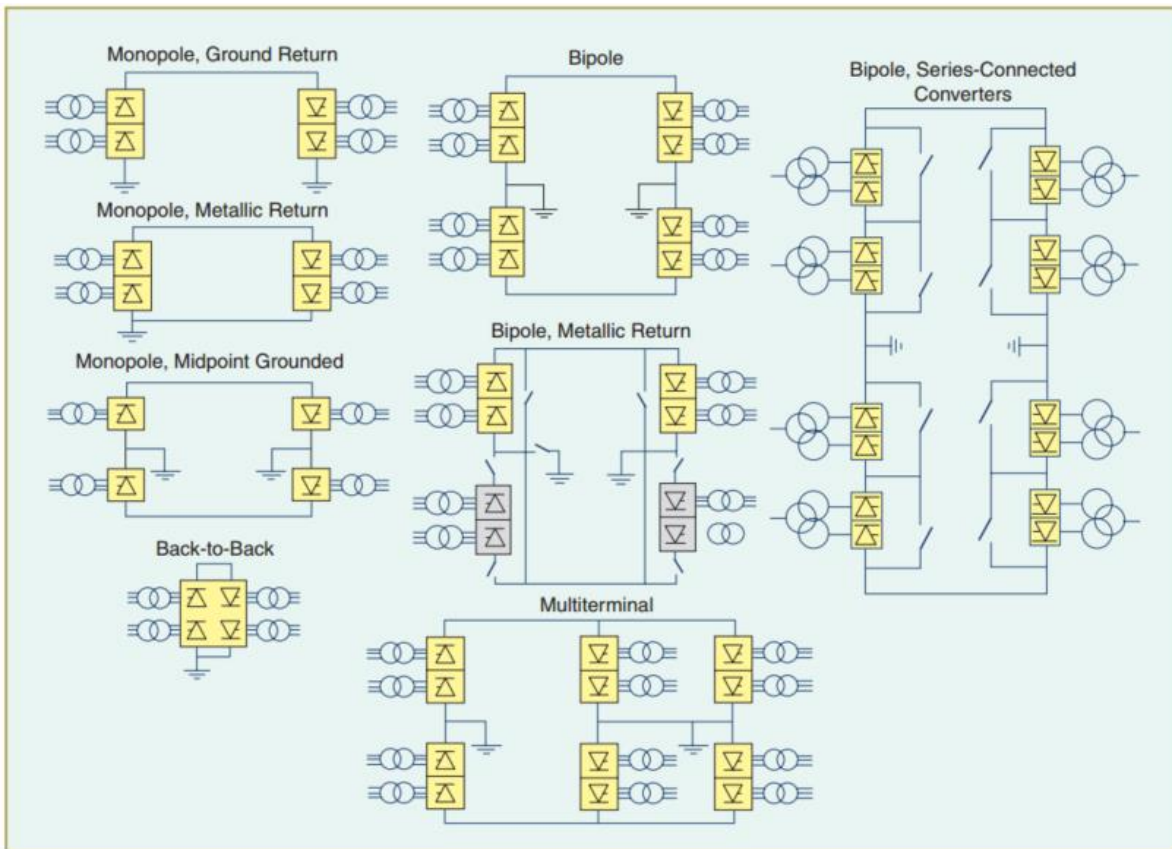


Fig. 4. Configuraciones utilizadas para HVDC. Obtenida de [32].

2.6 Robustez de los sistemas CA/CD y Relación de Corto Circuito

Debido a que la robustez de un sistema CA tiene un impacto significativo en las interacciones de los sistemas CA y CD, se determinó una medida para comparar la robustez relativa de los sistemas CA. A este valor se le llama Relación de Corto Circuito (SCR), la cual está definida por [33]:

$$SCR = \frac{S}{P_{d1}} \quad (2.4)$$

Donde S es la potencia de corto circuito del sistema CA en MVA en la terminal CA del convertidor con un voltaje de 1.0 p.u., y P_{d1} es la capacidad nominal del enlace HVDC en MW.

Para representar el desempeño de un enlace HVDC en un sistema CA, se maneja una relación similar al SCR pero considerando la compensación reactiva del lado CA. Esta relación es denominada ESCR, Relación Efectiva de Corto Circuito, la cual se define por [33]:

$$ESCR = \frac{S - Q_c}{P_{d1}} \quad (2.5)$$

Donde Q_c es el valor en MVA utilizando como base la potencia CD y el voltaje CA p.u., de los capacitores shunt conectados en la barra de CA del convertidor (filtros CA y bancos de capacitores de compensación).

Un sistema CA se puede clasificar de acuerdo a su nivel de SCR de la siguiente manera [33]:

- Un sistema CA robusto para HVDC tiene un SCR mayor a 3.0
- Un sistema CA débil para HVDC tiene un SCR menor de 3.0 y mayor a 2.0
- Un sistema CA se considera muy débil si tiene un SCR menor a 2.0

2.7 Transmisión HVDC con Convertidores Conmutados por Línea

La transmisión en HVDC basada en CSC o LCC es considerada la tecnología HVDC convencional y es hasta ahora la alternativa de transmisión por CD mayormente utilizada. Esta tecnología está basada en convertidores compuestos por válvulas de tiristores. Cuando su aplicación es para HVDC, estos convertidores son mejor conocidos como LCC (Convertidores Conmutados por Línea) debido a su característica semicontrolable: las válvulas de tiristores se encienden con una señal de disparo y su apagado es por conmutación natural, es decir, que dependen del cruce natural por cero del voltaje de línea CA para conmutar. Los convertidores basados en tiristores son la solución más eficiente y económica para transmitir grandes cantidades de energía eléctrica a través de largas distancias [26]. En la Fig. 5 se muestra un diagrama esquemático de un sistema HVDC en LCC.

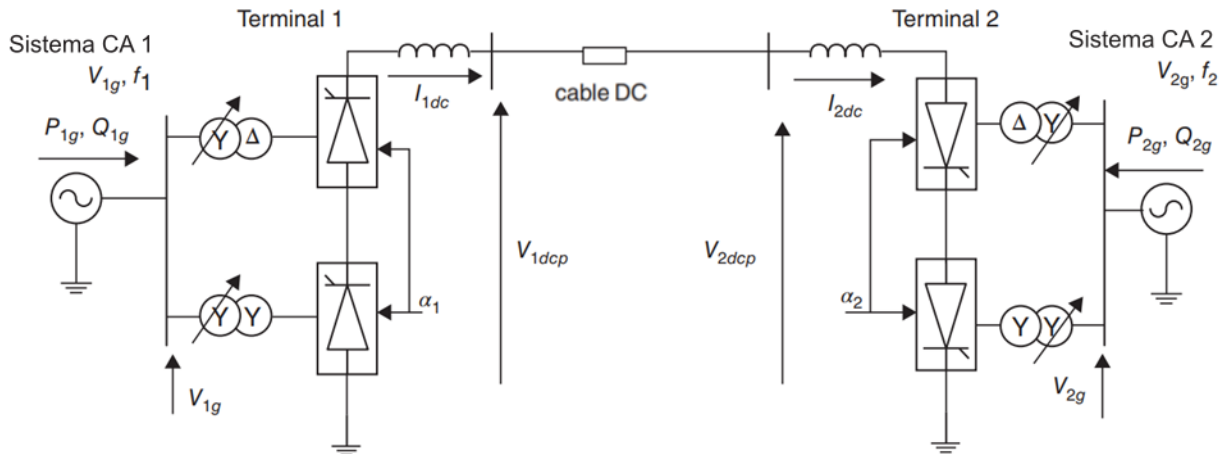


Fig. 5. Sistema HVDC basado en LCC, monopolar, 12 pulsos, con retorno por tierra [6].

El convertidor LCC básico está conformado por un puente trifásico, denominado puente de 6 pulsos o de Graetz. El término de 6 pulsos es debido a que el rectificador o inversor conmuta 6 veces la frecuencia fundamental, lo que da como resultado un rizo característico de 6 veces la frecuencia fundamental en el voltaje CD de salida. Un puente de 6 pulsos está conformado por 6 válvulas de tiristores [32].

Los convertidores HVDC basados en LCC generalmente son construidos como circuitos de 12 pulsos. Esto es una conexión en serie de dos convertidores de 6 pulsos, lo cual requiere de dos fuentes de CA, las cuales son provistas por dos transformadores trifásicos desfasados 30 grados eléctricos entre ellos, haciendo uso de conexiones en estrella-delta. Esta práctica se lleva a cabo para cancelar las armónicas características de 6 pulsos de los lados CA y CD [26]. El sistema HVDC de la Fig. 5 está basado en un arreglo de convertidores de 12 pulsos.

Los convertidores LCC operan en dos cuadrantes del diagrama complejo P-Q, el cual permite la transferencia bidireccional de potencia activa P, pero siempre absorbe potencia reactiva Q. Ambos procesos de rectificación e inversión en un convertidor LCC consumen potencia reactiva, ya que la conmutación es realizada por la fuente de voltaje CA detrás de un transformador de interfaz, el cual tiene una reactancia de fuga [26]. Debido a esto, la componente fundamental de la corriente siempre está atrasada con respecto al voltaje. Además, para la operación en modo inversor se requiere un margen de ángulo de extinción, por lo general de 15° , para prevenir fallas en la conmutación, lo cual aumenta aún más el consumo de potencia reactiva. Por lo general, la transmisión HVDC en LCC tiene un requerimiento de potencia reactiva Q alrededor del 50 o 60 % de la potencia activa P transmitida. Esta compensación reactiva sólo se requiere del lado CA de los convertidores, la cual es conmutada conforme a las necesidades del enlace [26].

Para una operación estable de un sistema HVDC en LCC, se requiere que los sistemas CA interconectados sean robustos, si un sistema CA es débil hay riesgos de inestabilidad de voltaje. Para implementar un sistema HVDC basado en LCC, no se recomienda un SCR menor a 2.0 [26].

El cambio de dirección de potencia activa en un enlace HVDC requiere un cambio de polaridad en el voltaje CD del sistema, ya que el flujo de corriente CD no cambia, éste es determinado por el lazo cerrado que forman las válvulas de tiristores del rectificador e inversor. Esta característica no conlleva problemas en sistemas HVDC de dos terminales, pero por esta razón es complicado desarrollar sistemas MTDC con esta tecnología [8], [26].

Este tema no se desarrollará más debido a que no se considera dentro de los alcances de esta tesis. Existen diversas fuentes que tratan con gran detalle los fundamentos de la Transmisión basada en LCC, tales como [8], [15], [26].

2.8 Transmisión HVDC con VSC

Los sistemas HVDC con convertidores por Fuente de Voltaje (VSC) están conformados por dispositivos de conmutación forzada, los cuales a diferencia de los tiristores en los que sólo se puede controlar su encendido, en los IGBT se controla su encendido y apagado a frecuencias muy rápidas de conmutación (mayores a 1000 Hz) mediante técnicas de modulación de ancho de pulso (PWM). Esta propiedad permite mayor capacidad de control en los convertidores HVDC, debido a que estos convertidores sintetizan un voltaje CA con cierta magnitud y ángulo de fase deseados, permitiendo un control preciso de la potencia activa y reactiva de manera independiente. Puesto que se utilizan frecuencias mayores de conmutación, las armónicas generadas son de un orden mayor que permite utilizar menos filtros en CA [6].

Los VSC se desarrollaron en baja tensión para drives industriales, pero la viabilidad del concepto HVDC con VSC se demostró en 1997 con una línea experimental en Suecia de ± 10 kV y una capacidad de 10 MW [34]. La primera línea comercial basada en VSC fue puesta en servicio en 1999 en la isla sueca de Gotland, compuesta de dos cables subterráneos de 70 km a ± 80 kV, con una capacidad de 50 MW [11], [35].

2.8.1 Características básicas de la transmisión en VSC

Las ventajas principales de la tecnología VSC sobre LCC son [6], [36]:

- *Se tiene un control rápido e independiente de la potencia activa y reactiva.* Los convertidores VSC son capaces de generar y absorber potencia reactiva independientemente de la potencia activa transmitida.
- *No se requiere robustez del sistema CA al cual se conectará.* Puesto que los convertidores VSC autoconmutados no necesitan una fuente de voltaje CA para conmutar, un sistema HVDC con VSC puede alimentar sistemas débiles o pasivos².
- *La dirección del flujo de potencia activa cambia con la dirección de corriente de manera muy rápida (50-100 ms).* Debido a que no se requiere cambiar la polaridad del voltaje CD para invertir el flujo de potencia se abre la posibilidad de usar cables con aislamiento XLPE, los cuales son más simples de instalar. Además, esta ventaja que ofrecen los convertidores VSC permitirá el futuro desarrollo de redes CD, puesto que es más idóneo formar redes con convertidores en

² Un sistema pasivo es una red CA que no tiene generación síncrona con inercia ni con control de voltaje.

paralelo en el lado de CD dado que se tiene una polaridad constante del voltaje CD y un control más flexible.

- *Se reducen considerablemente los requisitos de filtrado CA.* Debido a que las frecuencias de conmutación de las válvulas de IGBT son más altas, las componentes armónicas son de mayor orden con respecto a la frecuencia fundamental. Los filtros de armónicas en altas frecuencias son de menor tamaño, por ende, de menor costo, además que no necesitan ser conmutables.
- *Los sistemas HVDC con VSC tienen un buen soporte ante fallas en la red CA.* Un VSC no sufre de fallas en la conmutación ante fallas CA debido a que no depende del voltaje CA, al contrario, tiene un control muy rápido sobre el voltaje CA, por lo que la corriente de falla CA estaría limitada a la corriente nominal del sistema CD o controlada a valores especificados según las necesidades de la red CA.

Otras ventajas operacionales de HVDC con VSC para soporte a redes CA son [36]:

- Tienen la capacidad de proveer arranque negro a un sistema pasivo o apagado.
- Modulación rápida de potencia activa para soporte de frecuencia o amortiguamiento ante oscilaciones electromecánicas.
- Modulación de potencia reactiva para soporte de voltaje.
- Las estaciones VSC pueden ser operadas como STATCOMS (sólo soporte de potencia reactiva).

En los primeros reportes de la tecnología VSC aplicada a HVDC, tal como [36] se mencionaban como desventajas la poca experiencia práctica con esta tecnología, pero ya se suman 13 años desde dicho reporte de CIGRÉ y durante este periodo se han instalado más proyectos HVDC con VSC y se han tenido muy buenos resultados [37].

En sus inicios, la tecnología VSC tenía pérdidas considerablemente mayores que en LCC debido a las frecuencias mayores de conmutación que se manejaban, además que una válvula de IGBT contenía mucho más dispositivos que una válvula de LCC de la misma capacidad. Hoy en día, con las nuevas topologías de VSC, las nuevas generaciones de tecnología VSC que ofrecen los fabricantes manejan menores pérdidas. En la Fig. 6 se muestra el desarrollo de la tecnología basada en VSC que ofrece ABB, producto conocido como HVDC Light®.

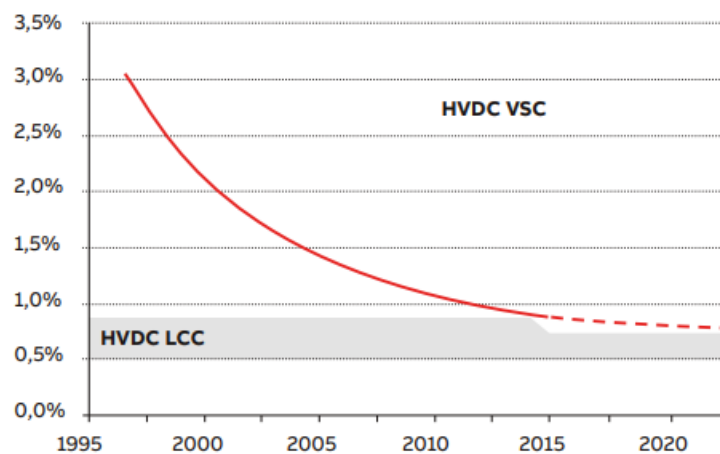


Fig. 6 Evolución de las pérdidas en el convertidor LCC y VSC de ABB. Obtenida de [28]

Como se mencionó anteriormente, la tecnología LCC sigue siendo la más eficiente para la transmisión de grandes cantidades de potencia de un punto lejano a otro. Las capacidades máximas a las que llega la transmisión VSC son menores en comparación con LCC, aunque los recientes desarrollos en los dispositivos semiconductores, cables que soportan mayor capacidad y diferentes topologías han logrado aumentar la capacidad máxima de un sistema VSC. Hoy en día se manejan voltajes máximos de 640 kV con línea aérea [38] y ya existen cables XPLE que soportan tensiones mayores a 500 kV y 2600 MW [39].

Una clara desventaja del VSC en comparación con los LCC es su debilidad ante las fallas en CD, las cuales pueden llegar a valores muy altos en muy poco tiempo debido a la baja reactancia de los circuitos CD y la aportación de los capacitores CD a la falla, además que los VSC se comportan como un puente de diodos no controlado durante una falla CD [6], [16]. Las líneas HVDC existentes de punto a punto usan los interruptores del lado de CA para interrumpir las corrientes de falla, desconectando la línea completa. Este es el principal reto por vencer para la futura implementación de las redes MTDC [31]. Hay ciertas topologías VSC que se han desarrollado para tener soporte o control de corrientes de falla en CD [31], [40], las cuales se mencionan brevemente más adelante. Por otro lado, se están desarrollando prototipos de interruptores CD para alta tensión [41], [42].

La Tabla 2 muestra una comparativa entre HVDC-LCC y HVDC-VSC.

Tabla 2. Comparativa entre sistemas HVDC, LCC vs VSC [43], [44]

	HVDC-LCC	HVDC-VSC
Control de potencia activa	La dirección de corriente no puede invertirse por los tiristores, por lo que la dirección de P se cambia con la polaridad de voltaje.	Control rápido de la potencia activa en ambas direcciones cambiando la dirección de la corriente.
Control de potencia reactiva	Consume potencia reactiva en ambas terminales, lo cual se compensa con bancos de capacitores y filtros.	Control rápido de la potencia reactiva ya sea generada o absorbida.
Armónicos	Se requieren filtros de CA para las armónicas características y filtros de CD para el rizo.	La conmutación a mayores frecuencias produce armónicos de orden más alto, con los cuales se requieren filtros más pequeños en CA.
Fallas en CA	Si ocurre una falla CA cercana a un convertidor pueden producir fallas en la conmutación.	Los VSC tienen soporte de fallas en CA.
Fallas en CD	Los tiristores controlan la corriente CD, por lo que soportan y controlan las fallas en CD.	Susceptibles a fallas en CD, se requieren interruptores CA en cada terminal.
Robustez del sistema CA	Se requieren redes CA robustas debido a que los LCC conmutan con la fuente externa de voltaje CA.	No se requieren sistemas robustos.
Impacto en la S_{cc}	Por principio de funcionamiento, HVDC-LCC no contribuye a la corriente de corto circuito.	Puede contribuir a la corriente de corto circuito dependiendo del modo de control (control en V_{ca}), estrategias y puntos de operación.

Soporte de arranque negro	No es posible.	Si es posible.
Pérdidas (1000 MW)	0.75% por estación convertidora.	0.9-1.75% por estación convertidora dependiendo de la topología.
Huella de terreno (400 MW)	27 000 m ² (100%)	20 700 m ² (77%) en dos niveles 15 675 m ² (100%) en MMC

2.8.2 Principio de conversión de potencia en un VSC

La configuración básica de un esquema HVDC basado en VSC consiste en dos unidades VSC unidas por una línea DC como se muestra en la Fig. 7. Cada extremo del enlace puede estar conectado a una red CA separada o a diferentes nodos en un mismo sistema CA. En el diagrama unifilar de la misma figura, los transformadores convertidores o de interfaz se representan por su reactancia de fuga X_C . V_C es la salida de voltaje del convertidor, en el primario del transformador, y V_t es el voltaje de la terminal del convertidor, detrás de la reactancia X_C . Cada sistema CA está representado por una fuente de voltaje V_s y una reactancia serie X_L . Del lado de CD, V_{dc} es el voltaje CD del convertidor y la línea es modelada por una resistencia R_{dc} y una inductancia L_{dc} .

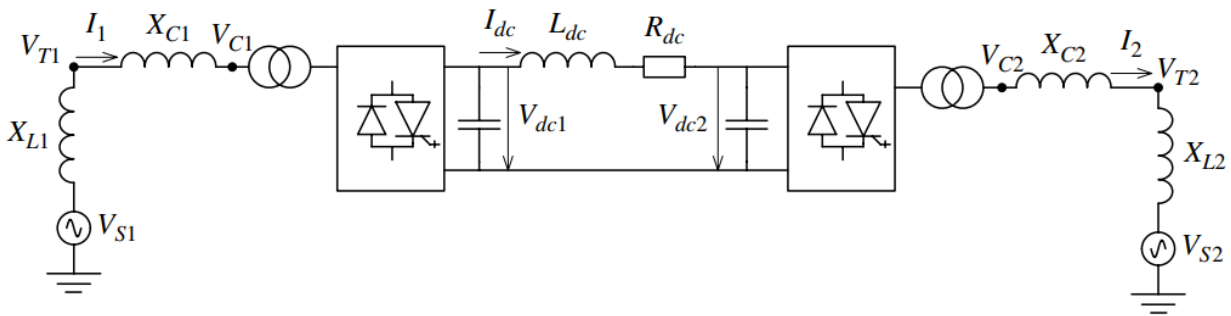


Fig. 7. Diagrama unifilar de un sistema HVDC con VSC básico. Obtenida de [26].

La potencia activa en un VSC es controlada a través del ángulo de fase del voltaje de salida del convertidor V_C . Si el fasor V_C adelanta al voltaje del sistema CA V_s , el VSC inyectará potencia activa al sistema CA, es decir, opera como inversor. Por otro lado, si el voltaje de salida del convertidor V_C está en retraso con respecto al voltaje del sistema CA, el VSC absorberá potencia activa del sistema CA, es decir, opera como rectificador. Esto se ilustra mediante los diagramas fasoriales en la Fig. 8.

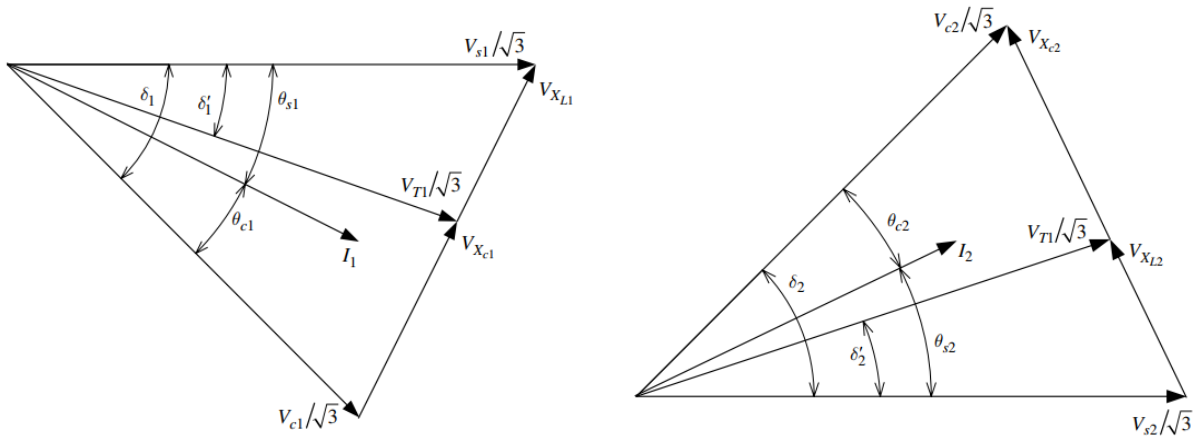


Fig. 8. Diagramas fasoriales del nodo de envío, rectificador (izquierda); y del nodo de recepción, inversor (derecha).
Obtenida de [26]

La potencia reactiva en un VSC es controlada por la magnitud del voltaje de salida del convertidor V_c . Si la magnitud V_c es mayor que la magnitud del voltaje del sistema V_{ac} , el VSC inyectará potencia reactiva al sistema CA, es decir, en modo capacitivo. Por el contrario, si la magnitud del voltaje de salida del VSC V_c es menor que la magnitud de V_{ac} , el convertidor absorbe potencia reactiva del sistema CA, es decir, en modo inductivo. Esto es ilustrado en los diagramas fasoriales de la Fig. 9.

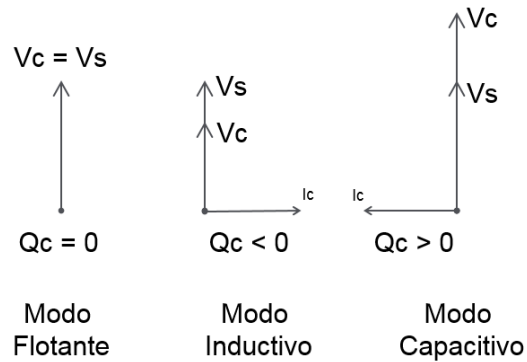


Fig. 9. Diagramas fasoriales mostrando los modos de operación de un VSC, modo flotante, modo inductivo y modo capacitivo. Adaptada de [36].

Se definen los ángulos de fase $\bar{\delta}$, el cual es la diferencia de ángulos entre el voltaje del sistema V_{ac} y el voltaje de salida del convertidor V_c ; y el ángulo de fase $\bar{\delta}'$, la diferencia angular entre el voltaje del sistema V_{ac} y el voltaje en terminales del convertidor V_t . Las expresiones de potencia activa y reactiva en las terminales de un VSC están dadas por:

$$P = \frac{V_S V_C}{X_L + X_C} \sin(\delta) \quad (2.6)$$

$$Q = \frac{V_S^2}{X_L + X_C} - \frac{V_S V_C}{X_L + X_C} \cos(\delta) \quad (2.7)$$

2.8.3 Curva de capacidad de una estación VSC

Un VSC puede operar en los cuatro cuadrantes del plano PQ, aunque con ciertos límites operativos. Con HVDC Light®, se tiene un rango dinámico de aproximadamente 0.5Pcd/-0.5Pcd MVar bajo un factor de potencia de 90% [39].

La curva de capacidad para un VSC se muestra en la Fig. 10. El rango de operación de un VSC aplicado a HVDC está limitado por tres factores: corriente máxima a través del convertidor, el voltaje CD máximo y la capacidad del conductor [9], [45]. La corriente nominal que puede pasar a través de los IGBT multiplicada por el voltaje V_s forma el círculo MVA con centro en el origen en el plano PQ. El voltaje V_c máximo a través del convertidor depende del voltaje CD. Para indicar ese límite en el diagrama PQ (en azul en la Fig. 10), se expresan las ecuaciones (2.6) y (2.7) de la forma $(x - h)^2 + (y - k)^2 = r^2$, el cual restringe el aporte de reactivos del convertidor. El límite de potencia CD indica la corriente CD máxima que puede pasar a través del conductor o la capacidad de diseño del VSC, el cual es representado en el diagrama PQ como una línea vertical (valor constante de P a V_{cd} nominal) [9], [36].

El límite operativo de la aportación de reactivos puede moverse de acuerdo con el punto de operación en el que se encuentre o se desee tener en el VSC. Cuando el voltaje V_s aumenta, el radio del círculo mostrado en azul en la Fig. 10 que representa el límite de voltaje aumenta, pero el centro de éste baja en el plano PQ, siendo el efecto neto una mayor restricción al aporte de reactivos del VSC [9].

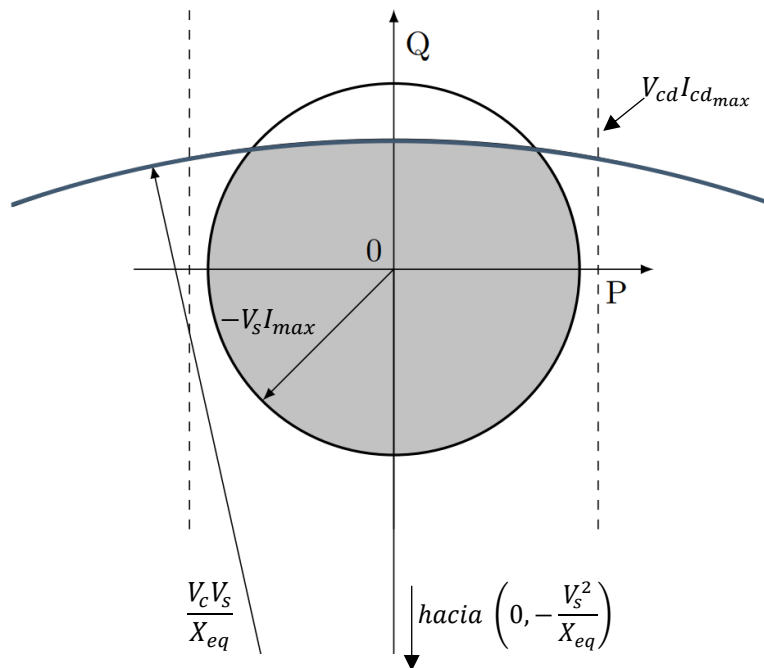


Fig. 10. Curva de capacidad de un VSC en un plano PQ. Obtenida de [9].

Un enlace HVDC con VSC puede cambiar a cualquier punto de operación dentro de la curva de capacidad prácticamente de manera instantánea [26]. Esta propiedad de los VSC puede ser utilizada para dar soporte a la red CA bajo condiciones transitorias. En general, la modulación de potencia activa tendrá un mayor impacto en el amortiguamiento de las oscilaciones en una red, pero se ha mostrado que en otros casos un control mixto de potencia activa y reactiva da mejores resultados [26], [45].

2.8.4 Topología de convertidores tipo VSC

A. HVDC con VSC de dos niveles

Esta topología es la más sencilla en un convertidor VSC, se le llama así ya que se cuentan con dos niveles discretos de voltaje CD, $+V_{cd}$ y $-V_{cd}$. Cada válvula de IGBT conduce 180° eléctricos. La frecuencia máxima de conmutación que se utiliza en los V_{AC} de dos niveles es alrededor de 1.5 kHz mediante PWM [6]. La Fig. 11 ilustra las formas de onda asociadas con la modulación SPWM.

La Fig. 12(a) muestra una fase de un VSC de dos niveles. El capacitor C_{dc} del VSC debe ser dimensionado para mantener un voltaje CD constante [6]. Las primeras instalaciones de VSC están basadas en VSC de dos niveles, ya que la construcción era más simple al igual que las estrategias de control. Sin embargo, esta topología maneja mayores pérdidas en la conmutación, se requieren filtros de armónicas para tener una forma de onda de buena calidad y se tienen grandes dv/dt en cada conmutación por lo que se requiere mayor aislamiento en los transformadores. Como ya se mencionó anteriormente, un VSC de dos niveles no tiene soporte ante fallas en CD. Durante una falla CD, los IGBT se bloquean casi instantáneamente, pero los diodos de rueda libre continúan alimentando la falla hacia el lado CA. Debido a esto, una falla CD en un sistema HVDC con VSC debe ser liberada por interruptores en CA, aun cuando la falla sea transitoria [9].

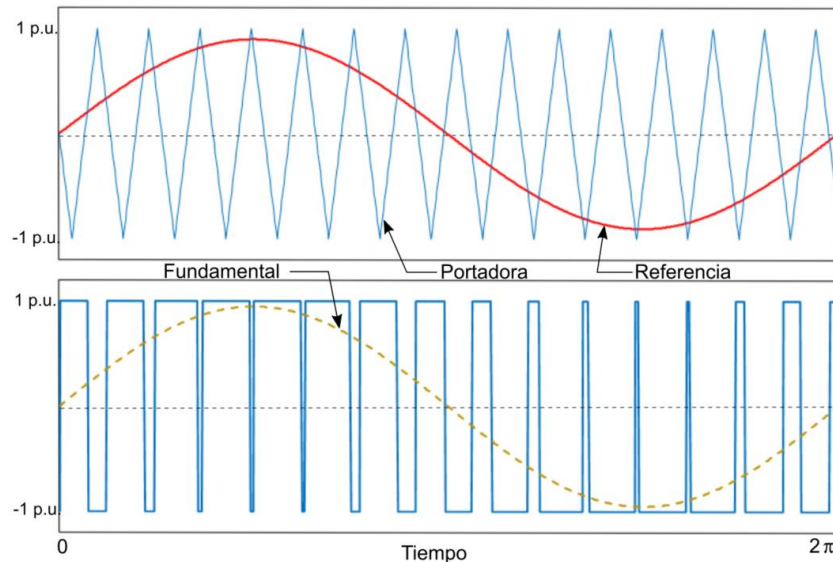


Fig. 11. Arriba, modulación PWM senoidal; abajo en azul el voltaje de línea a neutro a la salida del inversor.

B. HVDC con VSC de tres niveles

También llamado convertidor multinivel con diodo anclado al neutro (NPC), fue desarrollado para aplicaciones en HVDC en el 2000 como un intento de reducir las pérdidas efectivas de conmutación por dispositivo y un dv/dt menor. Se le llama de tres niveles ya que se cuenta con tres voltajes discretos $+1/2 V_{cd}$, 0 y $-1/2 V_{cd}$. Los fabricantes dejaron de implementar los convertidores NPC en sus productos debido a que es complicado balancear los voltajes de los capacitores CD durante fallas en CA asimétricas [6]. La Fig. 12(b) muestra una fase de un VSC de tres niveles.

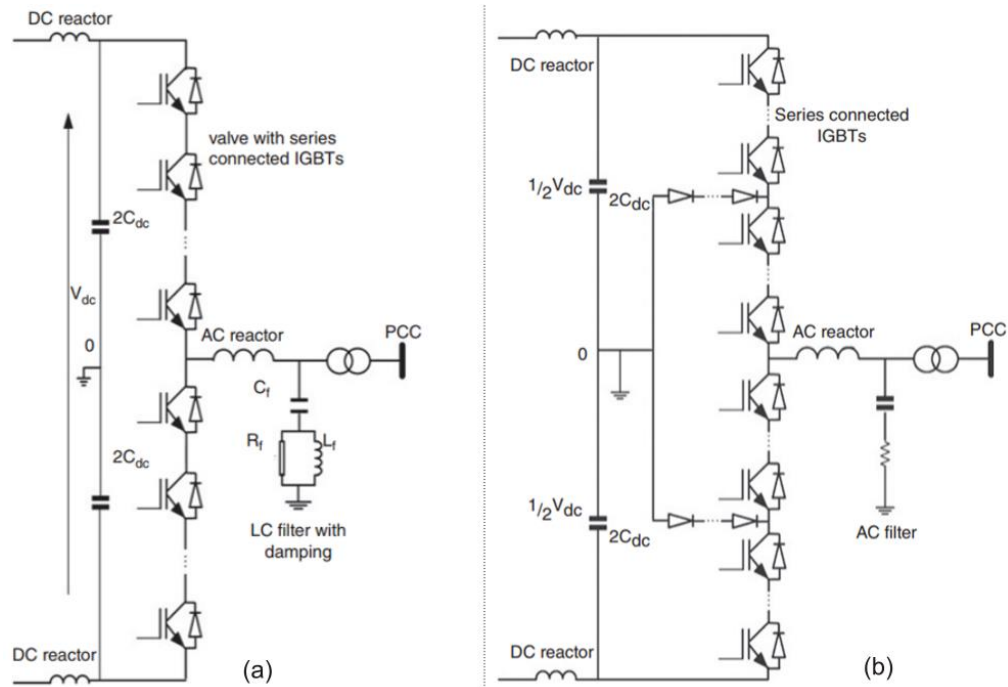


Fig. 12. Una fase de un VSC de (a) dos niveles; y (b) de tres niveles. Obtenida de [6].

C. HVDC con convertidores modulares multinivel

En esta topología el enfoque es reducir la magnitud de los voltajes discretos disponibles en el convertidor, de ahí el término multinivel. De esta manera, la proporción de armónicas generadas con respecto a la fundamental es mucho menor en comparación con los VSC de dos niveles.

Un MMC (*Modular Multilevel Converters*, por sus siglas en inglés) consiste en un cierto número de módulos idénticos, cada submódulo conteniendo un arreglo de dispositivos IGBT en medio puente o puente completo y un capacitor CD para almacenar energía, conectados todos en serie para formar un brazo del convertidor, esto se ilustra en la Fig. 13 a). Cada submódulo por brazo es conmutado en cierto instante, dando incrementos de 1-2 kV en cada conmutación [6]. Entonces, el voltaje a través de cada brazo se puede variar de 0 a $\frac{1}{2} V_{dc}$ en incrementos de V_{dc}/n , siendo n el número de submódulos [31].

El voltaje CA sintetizado por un convertidor MMC es de muy buena calidad, con un reducido contenido de armónicos, tal como se muestra en la Fig. 13 (b). La frecuencia efectiva de conmutación en un convertidor MMC es menor que un VSC de dos niveles, típicamente 3 veces la frecuencia fundamental [40], lo que se traduce en menores pérdidas con la topología MMC.

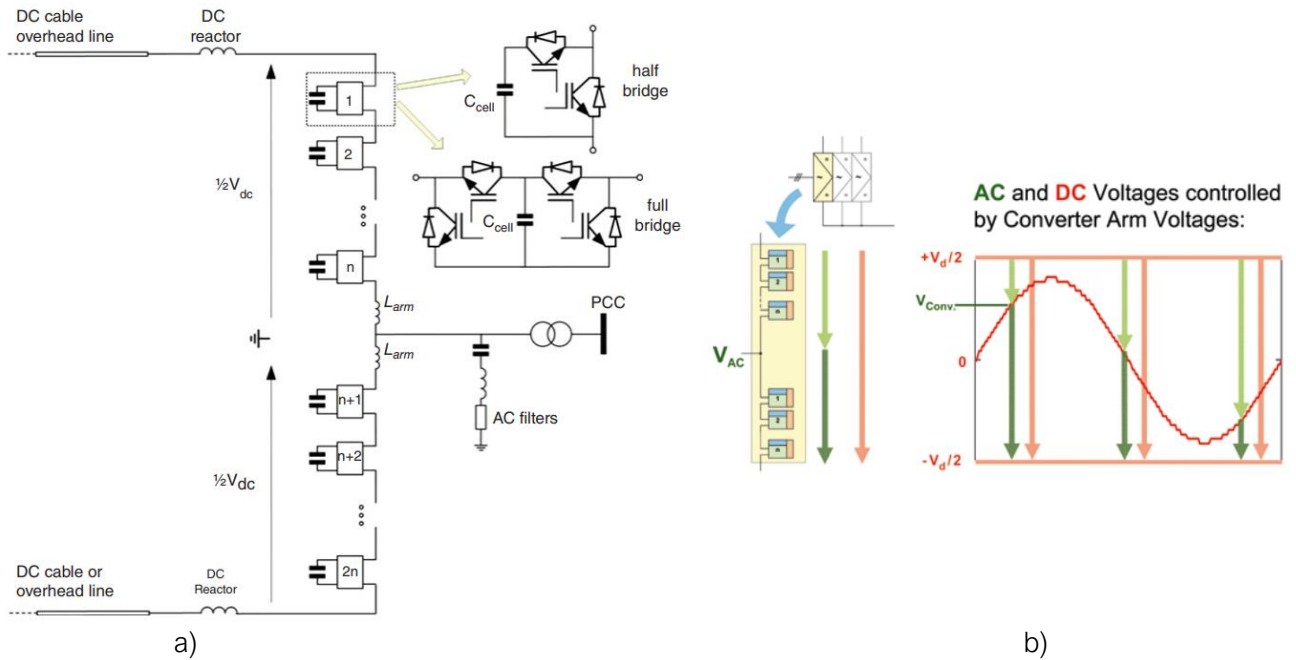


Fig. 13 a) Una fase de un VSC modular multinivel, obtenida de [6], (b) Voltaje CA producido por un MCC, en rojo. En anaranjado, se indica el nivel de voltaje CD. Obtenida de [46].

Típicamente, los submodulos pueden tener un arreglo de medio puente o puente completo. Se han propuesto esquemas híbridos optimizados para menores pérdidas y soporte de fallas CD [47], [48]. La ventaja de los esquemas de puente completo es que tienen soporte ante fallas CD, ya que por su arreglo se puede tener un control de la corriente de falla CD, al contrario que en un submodulo de medio puente. Esto se ilustra en la Fig. 14. La desventaja de los submodulos de puente completo es que contienen el doble de componentes que en un submodulo de medio puente, aumentando las pérdidas en el convertidor[47].

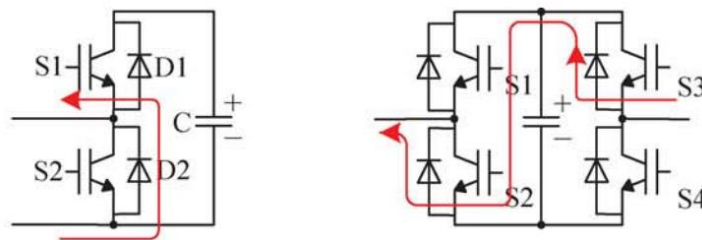


Fig. 14 A la izquierda, un submodulo de medio puente. A la derecha, un submodulo de puente completo. En rojo se ilustra el camino de la corriente de falla CD. Obtenida de [48].

2.8.5 Componentes de una estación HVDC con VSC

Los componentes principales de una subestación HVDC basada en VSC se listan a continuación [49]:

- Nave de CA. Interruptores, cuchillas desconectadoras, cuchillas de puesta a tierra, transformadores de corriente y potencial, apartarrayos, filtros de alta frecuencia HF.
- Estación convertidora. Transformadores de convertidor, reactores, resistencias de energización, válvulas IGBT, aisladores, apartarrayos, cuchillas de puesta a tierra.
- Nave de CD. Reactor de CD, medidor de corriente CD, divisor de tensión resistivo, apartarrayos, cuchillas desconectadoras CD, cuchillas de puesta a tierra CD, aisladores.

Algunos sistemas secundarios de una estación convertidora HVDC son el sistema de enfriamiento de válvulas, sistemas auxiliares de potencia, sistemas de control, protecciones, monitoreo y comunicación.

La Fig. 15 muestra un esquema de una estación convertidora basada en VSC modular multinivel.

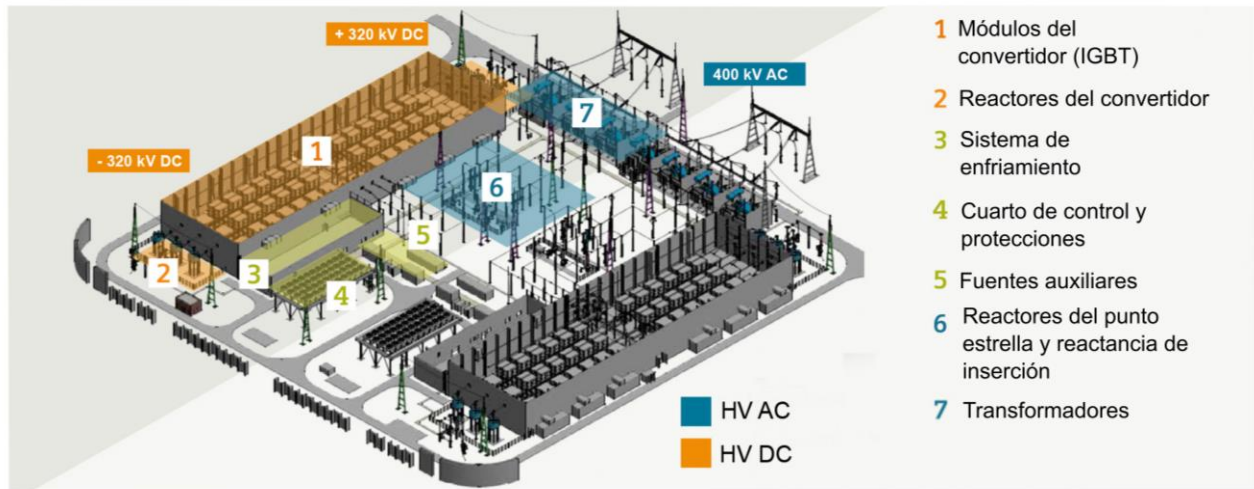


Fig. 15. Esquema de una estación convertidora VSC modular multinivel. Adaptada de (<https://www.siemens.com>).

2.8.6 Tecnología en cables y líneas de transmisión por HVDC con VSC

Actualmente existen más instalaciones HVDC con VSC con conductores tipo cable, debido a que una ventaja del cable de transmisión es su menor susceptibilidad a fallas en CD, las cuales constituyen una debilidad en HVDC-VSC, especialmente en su topología de dos niveles. La primera instalación HVDC con VSC y línea aérea como conductor fue el enlace Caprivi, con una capacidad de 300 MW a 350 kV que conecta las redes CA de Namibia y Zambia [50]. Las líneas aéreas son típicamente de conductores ACSR, tradicionalmente utilizados en HVAC.

Hay dos tipos de cables comúnmente utilizados en HVDC, los de aislamiento polimérico XLPE y los de aislamiento con papel impregnado en aceite. Estos últimos se diseñaron teniendo en mente que se requería soportar cambios de polaridad de voltaje, en el caso de LCC. Puesto que en HVDC con VSC la

polaridad de voltaje es fija, se prefiere usar cables XLPE debido a que son más ligeros y más sencillos de instalar que los segundos [51]. En la actualidad ya existen cables XLPE para ± 525 kV y 2600 MW [39].

2.8.7 Control en un sistema HVDC con VSC

Aunque existen varias configuraciones para los VSC, todas ellas tienen en común su concepto operativo si se representa el VSC como una caja negra. Todo sistema VSC posee una reactancia serie que separa las válvulas de conmutación del sistema CA, las cuales sintetizan un voltaje CA a frecuencia fundamental a partir de un voltaje CD [26]. El control de la magnitud y fase de la componente fundamental del voltaje CA a la salida del convertidor es la función principal que tienen en común todos los VSC.

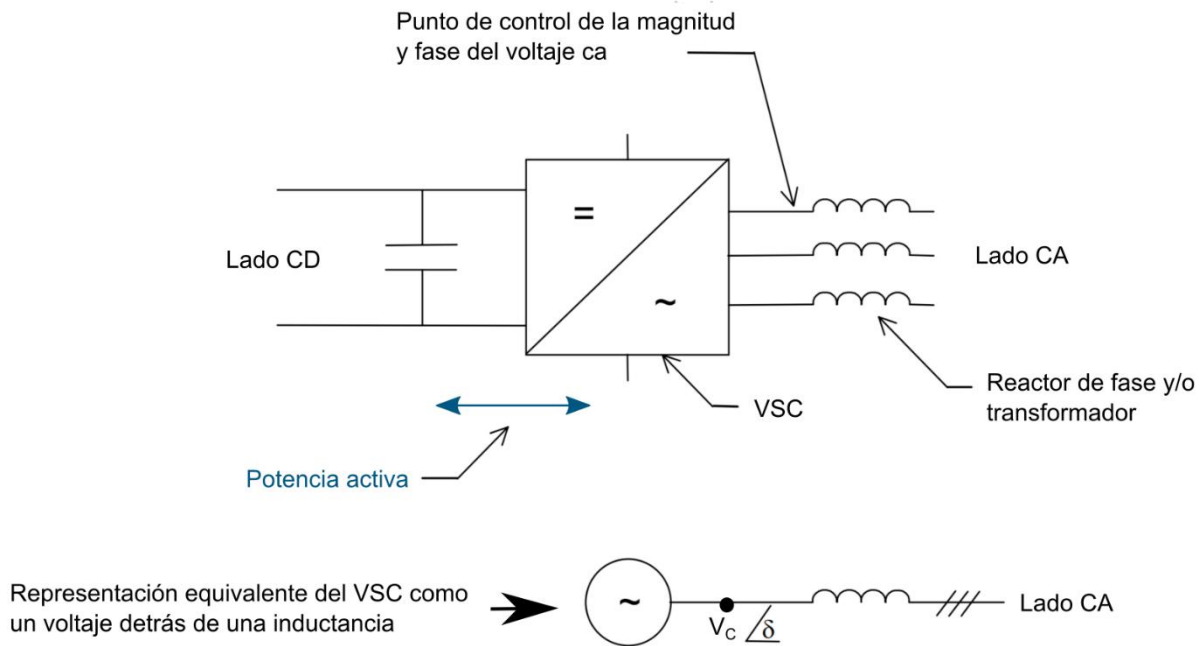


Fig. 16. Unidad VSC representada por una fuente de voltaje detrás de una reactancia. Adaptada de [36].

La única entrada al convertidor son pulsos de disparo a las válvulas de IGBT. Al controlar el desfase y la duración de los pulsos generados por PWM, finalmente se controla la potencia activa P y potencia reactiva Q requeridas [52]. El ancho de pulso de los disparos depende del índice de modulación λ (simbolizada como M en algunas fuentes ([6], [52]), cuyo valor está dentro del rango de 0.0 y 1.0. El índice de modulación regula la magnitud deseada del voltaje V_c . El desfase del tren de pulsos depende del ángulo de fase δ requerido.

El control del índice de modulación λ y el ángulo de fase δ de VSC para aplicaciones de transmisión en CD se puede realizar por medio de dos estrategias de control: control directo y control vectorial.

A. Control directo

En la estrategia de control directo, el índice de modulación λ y el ángulo de fase δ se ajustan directamente usando controladores PI. La ventaja de esta estrategia es su simplicidad [52]. Sin embargo, diversas fuentes no mencionan el control directo como estrategia de control de los VSC aplicados a la transmisión en CD debido a que tiene la desventaja de que las variables eléctricas a controlar están acopladas (voltaje

y corriente), es decir, el cambio de referencia en una variable afecta en gran manera a otra variable, por lo que no es posible obtener un control independiente de la potencia activa y reactiva [52]. Además, esta estrategia de control no contiene un lazo de corriente, por lo que con el control directo el VSC queda desprotegido de sobrecorrientes a través de las válvulas IGBT [24].

B. Control vectorial

El control vectorial es una estrategia de control que permite desacoplar las variables eléctricas y por ende obtener un control independiente de la potencia activa y reactiva. Esto es logrado por medio de la transformación de las variables trifásicas 'abc' senoidales en cantidades constantes 'dq0', conocida como la transformación de Park.

La relación entre el voltaje CA fundamental y el voltaje CD de un VSC con PWM se puede expresar como:

$$V_c(t) = \frac{1}{2} V_{CD} M \sin(\omega t + \delta) \quad (2.8)$$

Donde M es el índice de modulación y δ es el desfase entre la componente fundamental de V_c y V_s .

El control vectorial está basado en lazos de control de las corrientes en el marco de referencia 'dq', tal como se muestra en la Fig. 17. El PLL (*Phase-Lock Loop*) permite la sincronización del marco de referencia 'dq' con el voltaje de la red v_s en el punto de acoplamiento del VSC con el sistema CA. En el control vectorial, se suele sincronizar el eje de directa con el vector de voltaje V_s , de tal manera que el componente de cuadratura $v_q = 0$, y $V_s = v_d$ [43]. De esta manera, la potencia activa y reactiva inyectada o absorbida por el VSC puede ser controlada de manera independiente por las componentes de corriente i_d e i_q :

$$P_{dq} = \frac{3}{2} v_d i_d \quad (2.9)$$

$$Q_{dq} = -\frac{3}{2} v_d i_q \quad (2.10)$$

La estrategia de control vectorial se divide en dos esquemas [53]:

- Control Interno de corriente, el cual controla la corriente a través de la reactancia serie y teniendo como su salida la referencia del voltaje del convertidor v_c ;
- Control Externo de corriente, el cual provee las referencias de entrada i_d e i_q para el control Interno.

El control vectorial tiene la característica inherente de controlar la corriente a través del VSC, la cual es limitada en los lazos de control externo para evitar sobrecargas en las válvulas de IGBT [36].

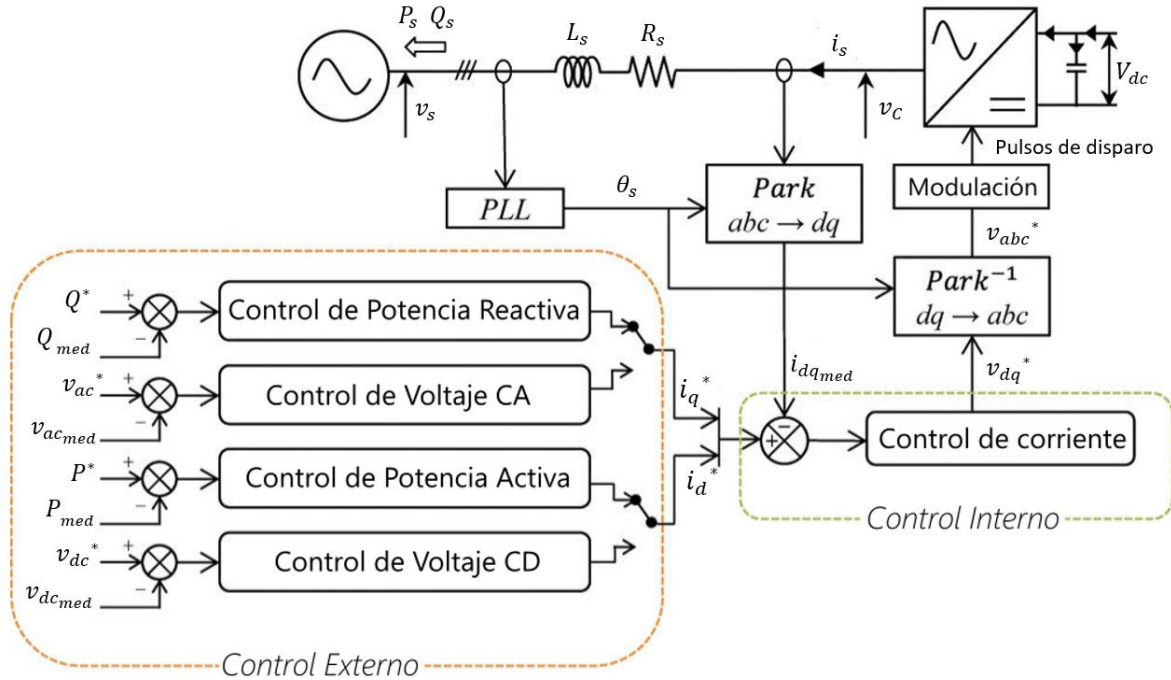


Fig. 17. Estrategia de control vectorial para la potencia activa y reactiva en un VSC. Adaptada de [54].

Un ejemplo de un controlador interno de corriente es como el que se muestra en la Fig. 18. Este controlador permite un control de los voltajes modulados V_{c_d} y V_{c_q} que se usarán para generar el tren de pulsos PWM requerido. Para desacoplar los ejes de directa y cuadratura d y q, se utiliza una técnica de pre-alimentación (*feed-forward*) para compensar los términos de referencia cruzada. De esta manera, las corrientes i_d y i_q se controlan de manera independiente mediante un control tipo Proporcional Integrador (PI) [55].

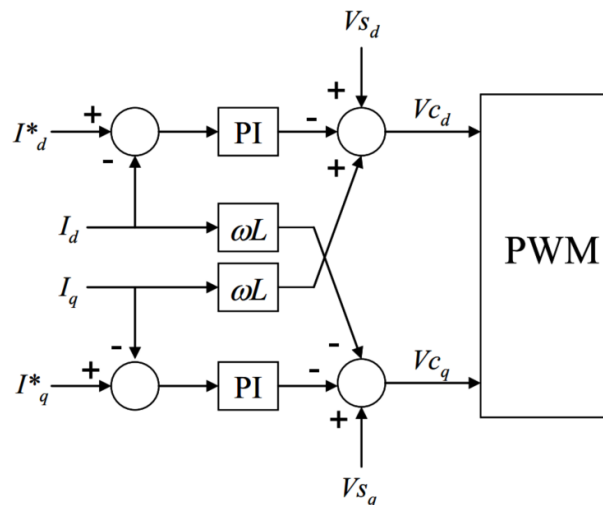


Fig. 18. Control interno de corriente. Obtenida de [55]

C. Modos de control en un VSC

En los VSC se tienen los siguientes grados de libertad [36]:

- Control de frecuencia por medio de control directo del oscilador (disparador de pulsos)
- Las opciones de control obtenidas desfasando el voltaje v_c
- Las opciones de control obtenidas variando la magnitud de v_c

De acuerdo con estos grados de libertad, se pueden implementar cuatro modos de control en un VSC, los cuales se explican brevemente a continuación.

Control de potencia activa

Como se ha mencionado anteriormente, la potencia activa P se controla desfasando el voltaje en las terminales del convertidor v_c . El lazo de control de la potencia activa es parte del control Externo en el esquema de control vectorial, como se muestra en la Fig. 17. Típicamente el controlador de la potencia activa es del tipo PI, el cual da velocidades satisfactorias de respuesta [6].

La potencia activa es un parámetro que se puede controlar de manera rápida para mejorar el desempeño del sistema de potencia CA ante condiciones transitorias. Es decir, este control puede ser utilizado para incrementar el amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas, mejorando así la estabilidad transitoria del sistema ante una falla [36]. Esta es una de las características auxiliares de los sistemas HVDC basados en VSC que se desea demostrar en esta tesis por medio de simulaciones de los casos de estudio propuestos.

Control de potencia reactiva

La potencia reactiva Q que entrega o absorbe un VSC se controla variando la magnitud del voltaje en las terminales del convertidor V_c . El lazo de control de la potencia reactiva también forma parte del control Externo en el esquema de control vectorial, como se muestra en la Fig. 17. Este controlador también es del tipo PI.

En sistemas CA robustos, el control de potencia reactiva es el que generalmente se utiliza para condiciones normales de operación [43]. En esta investigación [56], se propone una estrategia de control auxiliar para modulación de potencia reactiva con el fin de mejorar la estabilidad transitoria de los sistemas de potencia interconectados.

Control del voltaje CA

El control del voltaje CA también se modula variando la magnitud del voltaje en las terminales del convertidor V_c . Este control puede ser la alternativa en sistemas CA débiles, de esta manera el VSC entregará o absorberá la potencia reactiva requerida para mantener el voltaje CA de referencia.

Control de voltaje CD

Todos los convertidores en un sistema HVDC comparten el mismo voltaje CD, por lo que al menos uno de ellos se encarga del control del voltaje CD. Un controlador de voltaje CD de un VSC regula la pequeña cantidad de potencia requerida para cargar o descargar los capacitores CD con el fin de mantener un voltaje CD constante en el sistema HVDC [26], [36]. Por ejemplo, si hay un cambio en la referencia de potencia activa de un VSC, los capacitores se descargan y como resultado, su voltaje CD. El controlador detecta el decremento de voltaje CD y demanda cierta cantidad de potencia activa al rectificador hasta llegar al valor de referencia V_{CD} [9].

Control de un sistema HVDC completo

En la Fig. 19 se muestra un ejemplo de un esquema de control global de un sistema HVDC basado en VSC de dos terminales. En un sistema de dos terminales, uno de los VSC tendrá el control del voltaje CD y el otro VSC tendrá el control de la potencia activa. En el caso de un sistema multiterminal se describen varios esquemas de control en la literatura [31], [57]. El control de la potencia reactiva o del voltaje CA en cada convertidor es opcional de acuerdo con las necesidades del sistema CA al cual está conectado dicho VSC.

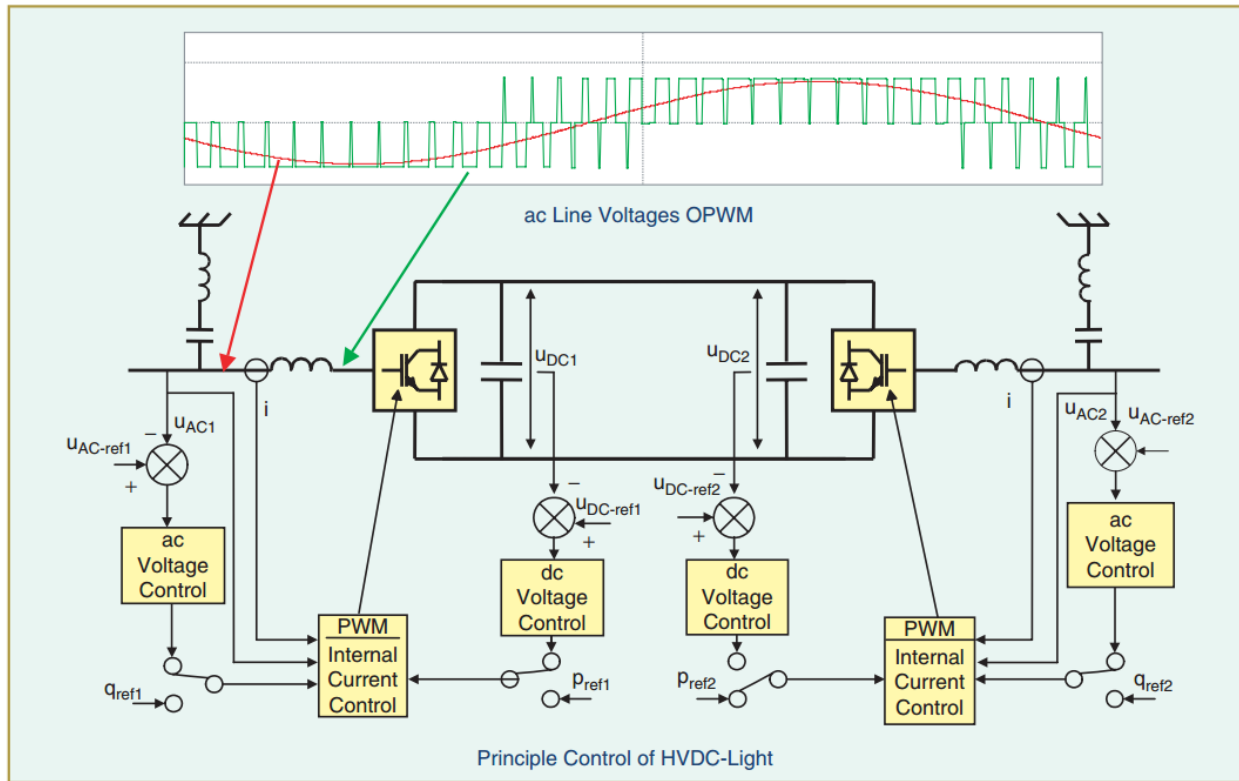


Fig. 19. Esquema de control en un sistema HVDC Light® de dos niveles. Obtenida de [32].

D. Jerarquías de control

Se pueden considerar tres jerarquías o niveles de control para la operación de un sistema HVDC: el control de disparo de válvulas, el control de terminales o de unidades VSC y el control maestro o del sistema. Estos se muestran en el esquema de la Fig. 20.

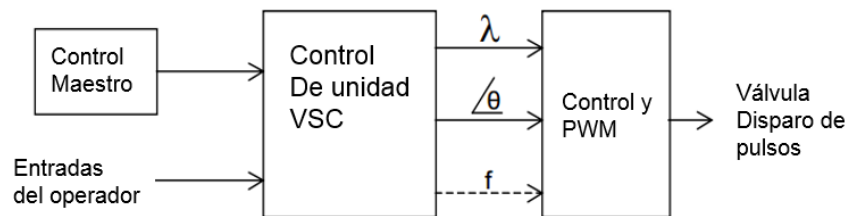


Fig. 20. Jerarquías de control en un sistema HVDC basado en VSC. Obtenida de [36].

El control de disparo de válvulas es el de menor nivel, el cual depende de la configuración del VSC.

El control de la unidad VSC es el que se describió en la sección anterior, es el que determina la magnitud y fase del voltaje a la salida del convertidor V_c que se requiera de acuerdo con las referencias dadas por el nivel superior.

El control maestro contiene las funcionalidades requeridas para la operación coordinada de los VSC en un sistema HVDC, tales como el control de flujos de potencia activa y reactiva, arranque y paro, y otras características opcionales tales como el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, arranque negro, soporte de voltaje CA y frecuencia para redes débiles. En el siguiente capítulo se explican con mayor detalle estos controles suplementarios, los cuales son de interés para este proyecto.

2.9 HVDC en México

Como se ha mencionado anteriormente, los Sistemas de Transmisión de Corriente Directa tienen ya bastante tiempo de haberse implementado en varias partes del mundo, con más de 60 años de experiencia en HVDC convencional o basada en LCC y casi 20 años en HVDC basada en VSC.

Sin embargo, en México aún no se cuentan con sistemas HVDC enteramente propios. Los enlaces HVDC existentes hasta el momento son dos instalaciones tipo Back-to-Back propiedad de compañías estadounidenses, ambos con el fin de interconectarse con México de manera asíncrona. En la Tabla 3 se muestran los datos principales de dichas instalaciones.

Tabla 3. Interconexiones de México y EE. UU. en HVDC [7], [58], [59].

Enlace HVDC	Interconecta a	Capacidad (MW)	Configuración	Fabricante
Eagle Pass – Piedras Negras	Coahuila – Texas	36	Back-to-Back VSC	ABB
Railroad DC (Sharyland) – Cumbres Frontera	Tamaulipas – Texas	300 (2 x 150)	Back-to-Back LCC	ABB

Si bien México no cuenta con instalaciones HVDC en su territorio actualmente, si se cuentan con varios proyectos que se desean implementar en los próximos años. En el Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PRODESEN) 2017-2031 [7], se mencionan al menos 7 proyectos de enlaces HVDC que se encuentran ya instruidos, en estudio y en perspectiva de análisis. En la Fig. 21 se muestran en el mapa los proyectos HVDC que se esperan tener en servicio para el 2024, y en la Tabla 4 se enlistan dichos proyectos y sus características principales.



Fig. 21. Proyectos de HVDC planeados en México para el 2024 [7].

Tabla 4. Listado de proyectos HVDC en México para el 2024 [7].

	Proyecto	Capacidad (MW)	Tensión (kV)	Tecnología
1	Iztepec - Yautepec	3000	500	LCC
2	Seri - Cucapah	1500	500	VSC
3	Kantenáh - Tecpatan	1500	500	VSC
4	Esperanza – Mezquital - Villa Constitución	800	400	VSC
5	Nogales Back-to-Back	150	230	LCC
6	Regiomontano - El Sauz	3000	500	LCC

2.9.1 Proyectos HVDC basados en VSC

Hasta el momento, se tienen considerados en el Programa de Ampliación y Modernización de la Red Nacional de Transmisión y Redes Generales de Distribución 2017-2031 tres proyectos de líneas de Corriente Directa que estarán basadas en convertidores de Fuente de Voltaje, los cuales se mencionan brevemente a continuación.

A. Interconexión Sureste – Peninsular

Este refuerzo del corredor de transmisión de la zona Sureste a la Peninsular se requiere para permitir el crecimiento de la demanda en los estados de Yucatán y Quintana Roo, por lo que para garantizar el suministro de esta demanda se espera hacer llegar la generación del sureste del país (parte de esta proveniente de energía eólica) a la península. En la zona Peninsular se prevé el retiro de varias centrales termoeléctricas y de ciclo combinado en los próximos años, lo cual provocará que el soporte de voltaje, la inercia asociada a los generadores y los niveles de corto circuito se reduzcan considerablemente [60].

Actualmente se considera una interconexión en Corriente Directa mediante HVDC basada en VSC, la cual sería una configuración bipolo con una capacidad de transmisión de 1500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV, que se conectaría de la subestación Tecpatán, en la región Grijalva en Chiapas, a la subestación Kantenáh, Quintana Roo, con una longitud estimada de 860 km. Se reporta que este proyecto requiere de una inversión equivalente de 1299.5 millones de dólares del 2016. En la edición más reciente del Programa de Ampliación de la RNT y RGD, se analizaron tres opciones para esta interconexión: un enlace HVDC-VSC, un enlace HVDC-LCC y un enlace en CA. Se llegó a la conclusión de que la opción del bipolo en HVDC-VSC es la que presenta las mejores ventajas técnicas y económicas [60].

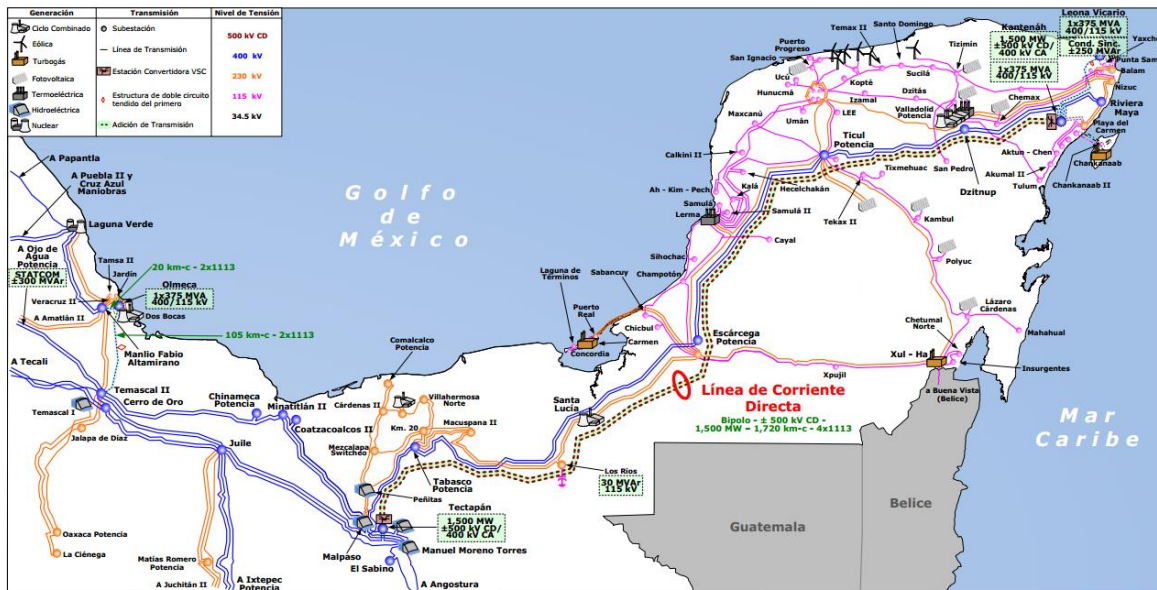


Fig. 22. Diagrama del proyecto de Interconexión Sureste – Peninsular en HVDC-VSC [60]

B. Interconexión Baja California – Sistema Interconectado Nacional

Este proyecto será la primera línea de transmisión en Corriente Directa basada en convertidores de Fuente de Voltaje. El enlace permitirá la interconexión asíncrona de los sistemas eléctricos de Baja California y el SIN, mediante el cual se esperan grandes beneficios operativos tales como incrementar la flexibilidad, mejora en la estabilidad del sistema y en la calidad de la frecuencia y voltaje, y los beneficios económicos que conlleva el crear un enlace con el área de Baja California y abrir la posibilidad de integrar los mercados eléctricos de México y los del Oeste de Estados Unidos [61].

Actualmente se considera una interconexión en Corriente Directa basada en VSC, configuración bipolo con una capacidad de transmisión de 1500 MW, en un nivel de tensión de ± 500 kV, que se conectaría de la subestación eléctrica Seri (Hermosillo, área Noroeste) a la subestación Cucapáh (Rumorosa, área Baja California), con una longitud estimada de 1400 km circuito. Se considera para este proyecto una inversión estimada de 1100 millones de dólares [62].

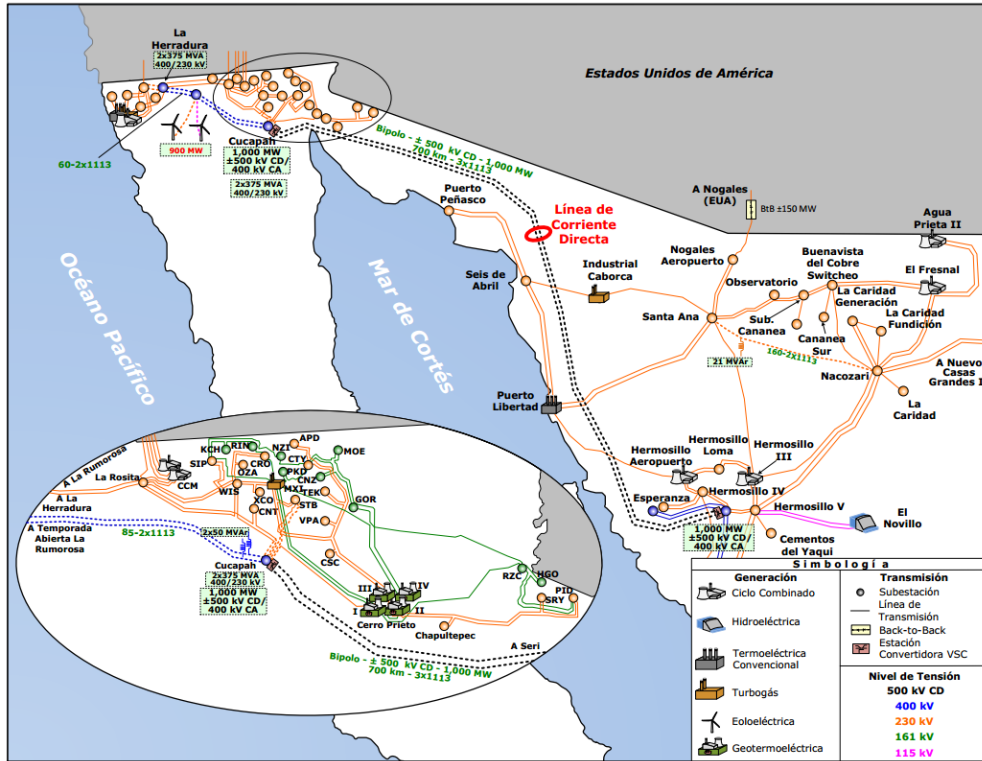


Fig. 23. Diagrama del proyecto de Interconexión de Baja California con el SIN [61].

C. Interconexión de Baja California Sur al Sistema Interconectado Nacional

Este proyecto permitirá interconectar los dos sistemas eléctricos aislados en Baja California Sur al Sistema Interconectado Nacional. Con una interconexión asíncrona, se espera incrementar la seguridad, confiabilidad y flexibilidad operativa de los sistemas de BCS; además de beneficios al mercado eléctrico mayorista, ya que actualmente los costos de producción en BCS son los más altos del país [61].

Actualmente se considera una interconexión en Corriente Directa basada en VSC, configuración bipolo con una capacidad de transmisión de 850 MW, en un nivel de tensión de ± 400 kV, que se conectaría de la subestación La Esperanza, en la ciudad de Hermosillo perteneciente al área Noroeste, a la subestación Villa Constitución, en Baja California Sur, con una longitud estimada de 654 km. Las estaciones convertidoras serán de 850 MW en La Esperanza, de 700 MW en Villa Constitución, además de otra estación convertidora de 150 MW en la subestación El Mezquital, en Santa Rosalía. Esta sería la primera línea multiterminal de Corriente Directa (MTDC) en México, la cual interconectaría de manera asíncrona los sistemas eléctricos de BCS, Mulegú y el SIN [60]. Se reporta que esta opción requiere de una inversión equivalente de 1168.4 millones de dólares del 2016. En la edición más reciente del Programa de

Ampliación de la RNT y RGD, se analizaron dos opciones para esta interconexión: un enlace multiterminal HVDC-VSC y un enlace HVDC-VSC de punto a punto de Esperanza a Mezquital más una línea en CA de Mezquital a Villa Constitución. Se llegó a la conclusión de que la primera opción multiterminal en HVDC-VSC es la que presenta las mejores ventajas técnicas y económicas para esta interconexión [60].

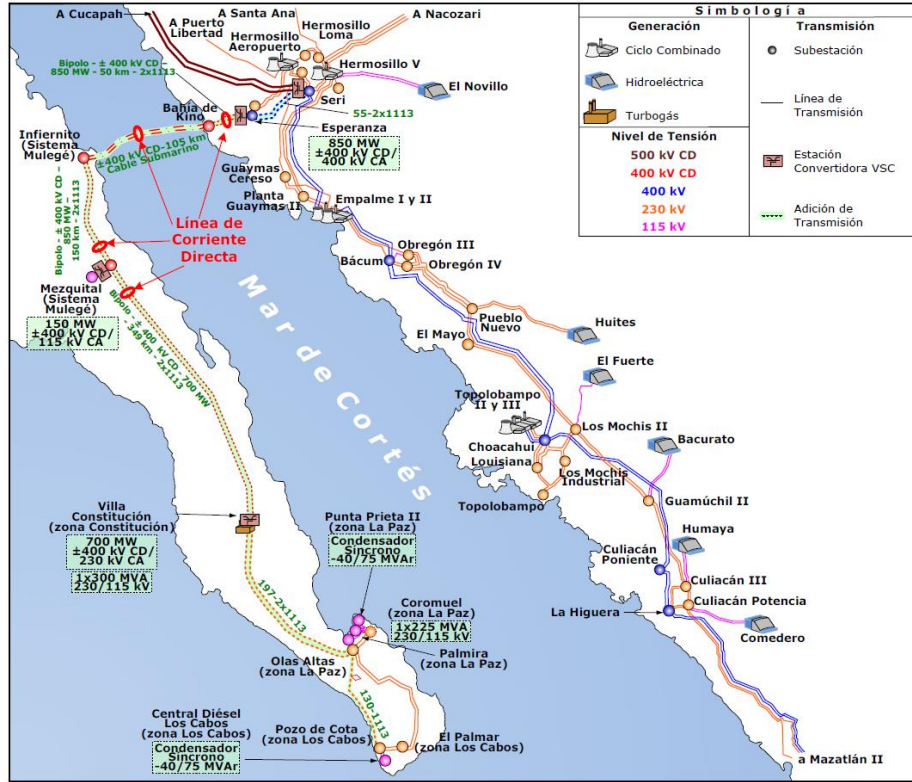


Fig. 24. Diagrama del proyecto de Interconexión de Baja California Sur con el SIN [60].

3. Estabilidad en Sistemas de Potencia

La definición formal propuesta por el comité conjunto IEEE/CIGRÉ en el 2004 es “La estabilidad en un sistema eléctrico es la capacidad de éste, dada una condición operativa inicial, de mantener un estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a un disturbio, con la mayor parte de las variables del sistema dentro de sus límites, de tal manera que el sistema permanezca prácticamente intacto [63].”

La estabilidad en un sistema eléctrico ha sido reconocida como un problema importante para la seguridad de las redes eléctricas desde la década de 1920 [63], [64]. Históricamente, la inestabilidad transitoria o angular ha sido el problema dominante de estabilidad en los sistemas eléctricos. A partir de 1970, los sistemas eléctricos fueron evolucionando al paso de los años con mayor capacidad en sus interconexiones, uso de nuevas tecnologías y controles, y con la necesidad de operar los sistemas eléctricos en condiciones muy cercanas a sus límites; debido a esto surgieron otros problemas en las redes eléctricas tales como la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia y oscilaciones interárea en los sistemas eléctricos [63].

La estabilidad en los sistemas eléctricos se considera un sólo problema, pero requiere de una clasificación de acuerdo con la variable eléctrica afectada y el enfoque del análisis del problema. La clasificación generalmente aceptada de la estabilidad fue propuesta por P. Kundur [65], la cual se ilustra en la Fig. 25.

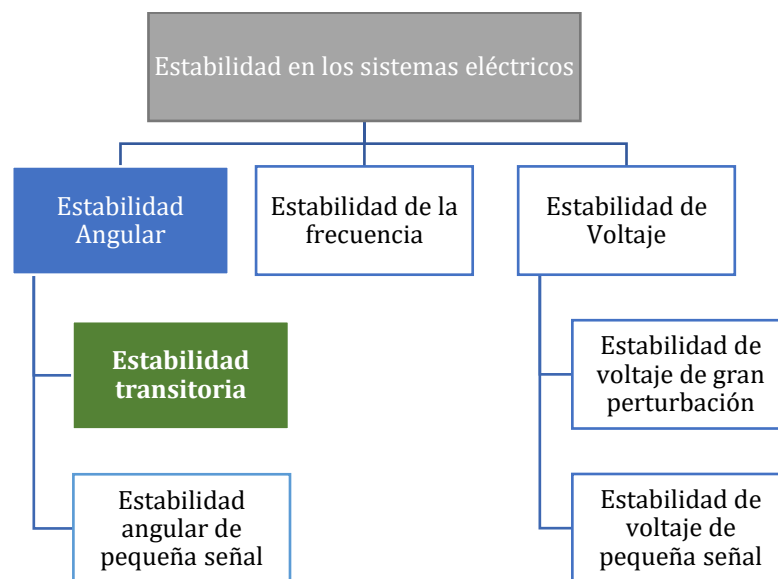


Fig. 25. Clasificación de la estabilidad en los sistemas eléctricos [63].

Las redes eléctricas de potencia son sistemas no lineales que operan en un ambiente de cambio constante [63]: la generación de las plantas eléctricas debe seguir a la carga en una condición de equilibrio constante. Cuando un sistema eléctrico presenta un disturbio, la estabilidad de dicho sistema depende de la condición operativa inicial, así como de la naturaleza del disturbio.

Los disturbios en un sistema eléctrico pueden considerarse leves tales como cambios graduales de carga, ajustes de controladores, entre otros. Se considera un gran disturbio o perturbación, eventos tales como un corto circuito en una línea de transmisión o una salida forzada de una planta eléctrica mayor.

Se definirán brevemente los diferentes tipos de estabilidad, haciendo énfasis en la estabilidad transitoria.

3.1 Estabilidad de frecuencia

Es la capacidad de un sistema eléctrico de mantener una frecuencia estable después de un disturbio severo que ocasione un desbalance entre generación y carga [63]. Un sistema eléctrico que es estable en frecuencia mantiene o restablece el equilibrio entre carga y generación de manera controlada, con mínima pérdida de carga no intencional. La inestabilidad de frecuencia se manifiesta como desviaciones de frecuencia que provoquen el disparo de unidades de generación y/o cargas.

Generalmente, los problemas de estabilidad de frecuencia están asociados a respuestas del equipo insuficientes, mala coordinación del control y protecciones del equipo o deficiencia de reserva operativa [63]. Puede ser considerada un fenómeno de corto plazo con eventos que se analizan en una ventana de tiempo menor a 10 segundos, tales como apagones de islas formadas después de un disturbio severo debido a insuficiente generación en ellas. Cuando la inestabilidad de frecuencia es causada por controles de respuesta más lenta tales como el control de velocidad de turbina o la protección de la caldera o reactor, se denominan fenómenos de largo plazo, que se analizan en una ventana de tiempo a partir de 10 segundos hasta décimas de minutos [63], [65].

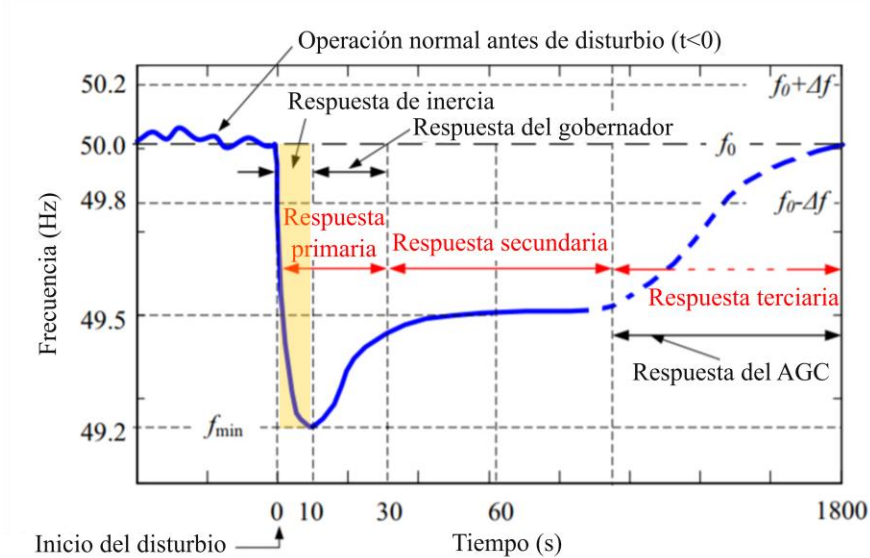


Fig. 26. Respuesta de frecuencia del sistema típico ante un disturbio. Se resalta en amarillo la ventana de tiempo de la estabilidad de frecuencia de corto plazo [66].

Debido a que los disturbios más severos en un sistema eléctrico provocan grandes desviaciones de frecuencia, magnitudes de voltaje, flujos de potencia y otras variables del sistema; en los estudios de estabilidad de frecuencia son modelados ciertos controles, protecciones y esquemas remediales que normalmente no se incluyen en los estudios convencionales de estabilidad transitoria o de estabilidad de voltaje [63].

3.2 Estabilidad de voltaje

Es la capacidad de un sistema eléctrico de mantener magnitudes estables de voltaje después de haber sido sometido a un disturbio [63]. Esto depende de la capacidad de mantener o restablecer el equilibrio entre la demanda de la carga y la capacidad del sistema eléctrico de abastecer dicha carga. En esencia la inestabilidad de voltaje es un fenómeno local, pero puede desencadenar otros eventos que provoquen bajos perfiles de voltaje en grandes zonas del sistema eléctrico o incluso apagones en cascada; a esta condición se le denomina colapso de voltaje [65]. La inestabilidad de voltaje se produce cuando la dinámica de la carga intenta restaurar su consumo de energía más allá de la capacidad de la red de transmisión y la generación en línea [67].

La estabilidad de voltaje se puede dividir en las siguientes subcategorías:

- *De gran perturbación.* La capacidad del sistema eléctrico de soportar disturbios severos tales como fallas en equipo, pérdida de generación. En estos estudios se consideran las respuestas no lineales de grandes motores, transformadores con cambiadores de tap y de los sistemas de excitación de generadores.
- *De pequeña perturbación.* Se refiere a la capacidad del sistema eléctrico de mantener voltajes estables cuando es sometido a cambios graduales de carga o algún otro disturbio leve. Para los estudios de pequeña señal, se pueden hacer ciertas consideraciones para linealizar las ecuaciones que describen al sistema eléctrico y así realizar otros estudios por análisis lineal, tal como obtener la sensibilidad entre flujos de potencia P y Q ante cambios de voltaje (curvas Q-V y P-V).

La ventana de tiempo de interés para el problema de estabilidad de voltaje varía desde pocos segundos hasta decenas de minutos. Con respecto a esto último, se hace una distinción entre eventos de corto y de largo plazo:

1. La *estabilidad de voltaje de corto plazo* involucra la dinámica de motores de inducción, cargas electrónicamente controladas y convertidores HVDC. Para estos estudios se requiere un modelado dinámico de las cargas importantes, especialmente para fallas muy cercanas a ellas [63].
2. La *estabilidad de voltaje de largo plazo* involucra equipo de control más lento, tal como los transformadores con cambiadores de tap bajo carga, cargas controladas por termostato o limitadores de corriente en generadores. La ventana de tiempo de análisis en estos estudios se puede extender a varios minutos.

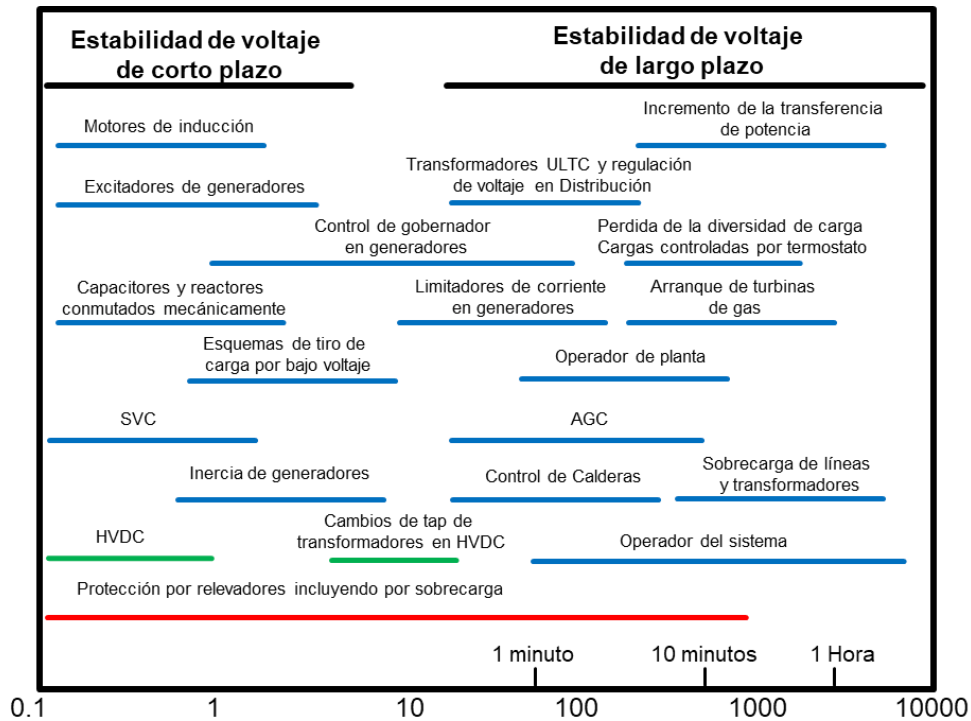


Fig. 27. Clasificación de los fenómenos de acuerdo con su impacto en la estabilidad de voltaje. Adaptada de [67].

Los estudios de estabilidad de voltaje a corto plazo deben incluir modelos adecuados de sistemas HVDC, puesto que los controles de los convertidores ya sean tipo VSC o LCC, tienen gran influencia en la estabilidad de voltaje del sistema. La capacidad de control que poseen los convertidores CD puede utilizarse para prevenir o hasta mejorar la estabilidad de voltaje del sistema CA.

Para HVDC basado en LCC, se hicieron estudios y se documentaron experiencias que dieron lugar a recomendaciones y guías para la operación dichos sistemas HVDC en un sistema CA asegurando la estabilidad de voltaje, sobre todo en sistemas CA con bajo SCR, tal como el Estándar IEEE 1204-1997 (ahora inactivo) [33]. Dependiendo del sistema CA/CD en particular y del esquema de control, se puede mejorar el desempeño de un enlace HVDC basado en LCC implementando compensación reactiva en el lado del inversor, tal como compensadores síncronos o STATCOM [68]–[70].

En el caso de HVDC basados en VSC, debido a su capacidad de control de potencia reactiva y su ventaja de operar satisfactoriamente en sistemas CA débiles, es posible implementar un esquema de control auxiliar enfocado a mejorar la estabilidad de voltaje.

3.3 Estabilidad angular

La IEEE/CIGRÉ define a la estabilidad transitoria o angular como “la capacidad de las máquinas síncronas en un sistema de potencia interconectado de permanecer en sincronismo después de haber sido sometido a un disturbio. La estabilidad angular depende de la facultad de mantener o restablecer el equilibrio entre el par electromagnético y el par mecánico de cada máquina síncrona del sistema eléctrico.

La inestabilidad ocurre cuando las oscilaciones angulares entre generadores aumentan a tal grado de perder el sincronismo con los otros generadores del sistema” [63].

La inestabilidad angular o de ángulo de rotor ocurre cuando el sistema eléctrico no puede absorber la suficiente cantidad de energía cinética mientras el generador continúa acelerándose (o desacelerándose). Los cambios en el par electromagnético de una máquina se dividen frecuentemente en dos componentes:

- *Par sincronizante.* Es la componente que está en fase con la desviación del ángulo del rotor, el cual si es insuficiente da como resultado la inestabilidad angular aperiódica.
- *Par de amortiguamiento.* Es la componente que se encuentra en fase con la desviación de la velocidad, el cual si es insuficiente da como resultado oscilaciones crecientes que provocan inestabilidad angular.

La estabilidad angular se divide en dos subcategorías de acuerdo con la naturaleza del disturbio y el método de análisis a utilizar: la estabilidad angular de pequeña perturbación y la estabilidad transitoria, siendo esta última en la que se hará mayor énfasis en esta investigación.

3.3.1 Estabilidad de pequeña señal

En los sistemas de potencia reales, el problema de estabilidad de pequeña señal aparece cuando no existe suficiente amortiguamiento de las oscilaciones del sistema eléctrico. Se le llama de pequeña señal debido a que estas oscilaciones son ocasionadas por perturbaciones leves en el sistema eléctrico. Los disturbios se consideran lo suficientemente pequeños para permitir linealizar las ecuaciones del sistema para propósitos de análisis [63].

El análisis de pequeña señal usando técnicas lineales provee información valiosa acerca de las características propias del sistema de potencia [65]. Las oscilaciones electromecánicas de baja frecuencia son clave en el estudio de estabilidad de pequeña señal, las cuales varían entre 0.1 a 2 Hz [71]. Estas oscilaciones reflejan el intercambio de energía entre el sistema eléctrico y el sistema mecánico de los generadores [72].

Las oscilaciones de baja frecuencia pueden aparecer después de que el sistema eléctrico ha soportado con éxito un disturbio transitorio[72]. Ha habido casos en los cuales el uso de una alta ganancia en el regulador de voltaje (AVR) mejora la estabilidad transitoria durante la primera oscilación, pero activa las oscilaciones de baja frecuencia con amortiguamiento negativo, provocando inestabilidad [71].

Las oscilaciones de baja frecuencia se pueden clasificar de la siguiente manera[71]:

- *Modo intraplanta,* oscilaciones entre máquinas en una misma planta con una frecuencia de 2.0 a 3.0 Hz.
- *Modo local,* un generador oscila entre el resto del sistema con frecuencias de 1.0 a 2.0 Hz.
- *Modo interárea,* cuando dos grupos de generadores oscilan entre ellos a través de un enlace, con frecuencias menores a 1 Hz.
- *Modo control,* oscilaciones ocasionadas por generadores con mal ajuste en sus excitadores y gobernadores, convertidores HVDC, controles de CEV y transformadores con cambiadores de tap bajo carga.

- *Modo torsional*, oscilaciones asociadas al grupo turbina-generador con frecuencias en el rango de 10-46 Hz.

Históricamente, las oscilaciones interárea han producido separaciones de los sistemas eléctricos, siendo la causa principal un torque insuficiente de amortiguamiento y de sincronización [71].

A. Estrategias para el amortiguamiento de oscilaciones de baja frecuencia

La manera efectiva para amortiguar oscilaciones de baja frecuencia es alterar las características inherentes del sistema eléctrico. Los métodos de solución propuestos utilizan [71], [72]:

- Estabilizadores de potencia (PSS)
- FACTS, tales como los compensadores estáticos de VAR (SVC), capacitores en serie controlados por tiristores (TCSC) y reguladores de ángulo de fase controlados por tiristores (TCPAR)
- HVDC con modulación de potencia activa

Los PSS resuelven satisfactoriamente las oscilaciones de modo local. Los FACTS y HVDC son efectivos para amortiguar oscilaciones de modo local o interárea dependiendo de su ubicación en la red (cerca de los generadores o en la línea de transmisión) y en las condiciones operativas de la misma [71], [72].

B. HVDC como solución a las oscilaciones de baja frecuencia

Las líneas de transmisión HVDC se han utilizado para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia en varios sistemas, haciendo uso de la modulación de potencia activa proporcionada por esquemas de control auxiliares. En el WECC, al enlace Pacific DC Intertie se le diseñó un esquema de modulación de potencia activa para amortiguar las oscilaciones de tipo interárea entre el noroeste y suroeste de Estados Unidos en la década de 1970 [73]. El Interconectado del Oeste tiene identificados varios modos de oscilación interárea que son investigados continuamente debido a los crecientes cambios en la red, tales como incremento de capacidad en las líneas de transmisión, mayor penetración de energías renovables y eventos de bajo amortiguamiento identificados en estudios de planeación. Con el fin de atacar este problema inminente, existen propuestas de estrategias de control con modulación de potencia activa en el enlace Pacific DC para amortiguar estas oscilaciones, enfocado en un sistema WAMS [74]. En esta referencia [75] se menciona que la tecnología HVDC Light® con un control adecuado basado en WAMS tiene el potencial de mitigar disturbios tales como oscilaciones de potencia.

3.3.2 Estabilidad transitoria

La estabilidad de gran perturbación, o mejor conocida como estabilidad transitoria, es la capacidad de un sistema eléctrico de mantener el sincronismo después de haber sido sometida a un severo disturbio [63]. Se consideran disturbios de gran magnitud tales como fallas de corto circuito en líneas de transmisión o gran pérdida de generación o carga. La respuesta de un sistema eléctrico a tales eventos es de grandes excursiones de los ángulos del rotor de los generadores, influenciada por la relación potencia-ángulo, la cual es altamente no lineal.

A. El problema de la estabilidad transitoria

El análisis de estabilidad transitoria en un sistema eléctrico evalúa si los generadores síncronos mantienen o no el sincronismo ante un severo evento en la red. Estos disturbios se definen previamente en los

estudios de análisis, a los cuales se les nombran *contingencias*. Sería impráctico y económicamente inviable diseñar un sistema eléctrico que soporte absolutamente todas las posibles contingencias. Debido a esto, para un estudio de estabilidad se seleccionan las contingencias que tienen un cierto grado de probabilidad de que ocurran [65], [76]. Además, también se deben definir las condiciones iniciales que tendrá el sistema cuando ocurra la falla, tales como carga total de la red, generación en línea, reserva operativa y transacciones de energía programadas por interconexiones con otros sistemas.

La variable eléctrica conveniente para determinar si un generador mantiene el sincronismo después de un disturbio es el ángulo de rotor δ . Este ángulo δ eléctricamente es el que forman los fasores del voltaje interno del generador E' y el voltaje en sus terminales V . Desde el punto de vista mecánico, el ángulo δ es el ángulo que físicamente forman entre sí un punto fijo del rotor y otro punto de referencia girando a la velocidad síncrona ω_s . Si la diferencia angular entre dos máquinas se incrementa indefinidamente, el sistema es inestable al disturbio aplicado. La variación del ángulo de rotor contra el tiempo se obtiene resolviendo la ecuación de oscilación, la cual gobierna el movimiento del rotor del generador relacionando el par de inercia a los pares eléctricos y mecánicos resultantes.

B. Ecuación de oscilación

Esta ecuación que se deriva de la Segunda Ley de Newton, determina la dinámica del rotor de un generador eléctrico en estudios de estabilidad transitoria, la cual está dada por [77]:

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{m_{pu}}(t) - P_{e_{pu}}(t) = P_{a_{pu}}(t) \quad (3.1)$$

Donde:

H constante de inercia normalizada en joules/VA

ω_{syn} velocidad angular base del sistema en rad/s

$\omega_{p.u.}(t)$ velocidad angular del rotor en p.u.

$\delta(t)$ ángulo del rotor referido a un eje rotatorio a ω_{syn} , en radianes

$p_{m_{p.u.}}(t)$ potencia mecánica suministrada por el primomotor, en p.u.

$p_{e_{p.u.}}(t)$ potencia eléctrica que sale del generador, en p.u.

D constante de amortiguamiento del generador, VA p.u./ $(\omega_{syn} - \omega(t))$

Esta ecuación es fundamental para determinar la dinámica del rotor en estudios de estabilidad transitoria. La ecuación de oscilación es una ecuación diferencial de segundo orden no lineal, debido a que el término $P_{e_{pu}}(t)$ es una función no lineal de δ . De igual manera, el término $\omega(t)$ no es lineal. Este último término en algunas fuentes se convierte en por unidad, y en ocasiones hasta se desprecia considerándolo muy cercano a 1. Esto es debido a que, en la práctica, la velocidad del rotor no varía de manera significativa con respecto a la velocidad síncrona durante el transitorio.

La ecuación de oscilación se puede reescribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden, que es muy útil para facilitar su solución mediante métodos numéricos:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{syn} \quad (3.2)$$

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{mpu}(t) - P_{epu}(t) \quad (3.3)$$

C. Modelo clásico del generador síncrono y la curva potencia-ángulo

La Fig. 28 muestra un modelo simplificado de la máquina síncrona, llamado modelo clásico. El generador se representa como una fuente de voltaje constante E' detrás de su reactancia transitoria de eje directo X'_d . Las suposiciones para el modelo clásico son que el generador opera bajo condiciones trifásicas balanceadas de secuencia positiva, la excitación del generador es constante y se discriminan las pérdidas, saturación y se considera un rotor cilíndrico [77].

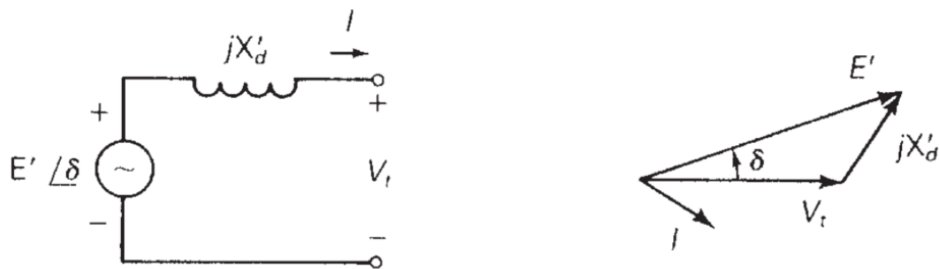


Fig. 28. A la izquierda, el diagrama unifilar del modelo de un generador clásico; a la derecha el diagrama fasorial. Obtenida de [77].

Las herramientas de simulación comerciales contienen el modelo clásico del generador, conocido por GENCLS, el cual solamente contiene como parámetro la constante de inercia H y una constante de amortiguamiento D . Para simulaciones de sistemas eléctricos reales, se consideran modelos de generador más detallados en los que se incluyen pérdidas, saturación, efectos de polos salientes, entre otros.

En la Fig. 29 se muestra un generador síncrono conectado a un equivalente del sistema eléctrico modelado como un nodo infinito, ya que el voltaje V_{bus} y el ángulo $\delta = 0^\circ$ son constantes. El ángulo de fase del voltaje interno de máquina δ es el ángulo de potencia de la máquina con respecto al nodo infinito [77].

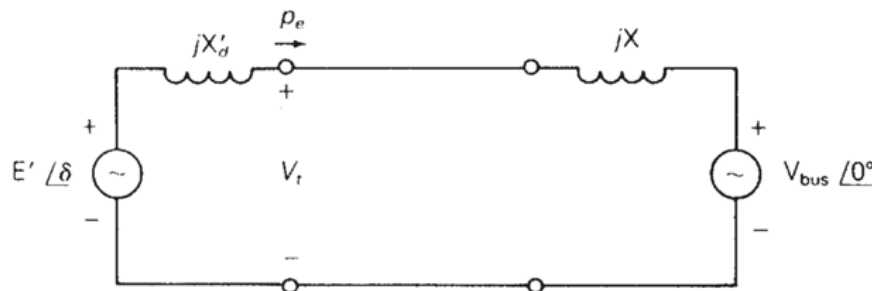


Fig. 29. Generador síncrono conectado a un nodo infinito. Obtenida de [77].

Si definimos un equivalente de la reactancia que hay entre la máquina y el nodo infinito como $X_{eq} = (X'_d + X)$, retomando la ecuación (3. 4) tenemos que la potencia real entregada por el generador al nodo infinito es [77]:

$$p_e = \frac{E'V_{bus}}{X_{eq}} \sin \delta \quad (3. 4)$$

Si se considera a E' y a V_{bus} como constantes, la relación entre la potencia y el ángulo δ es una curva senoidal, conocida como curva potencia-ángulo, tal como se muestra en la Fig. 30. En esta figura se grafican tres curvas potencia-ángulo con diferente X_{eq} correspondientes a los estados de pre-falla, durante la falla y post-falla. Las áreas de aceleración A_1 y A_2 remarcadas en la Fig. 30 ilustran la estabilidad transitoria de un sistema máquina-nodo infinito mediante el criterio de áreas iguales. Este criterio parte de la ecuación de oscilación, la cual no se resuelve, sino que se desarrolla de tal manera que exprese la igualdad de la potencia de aceleración y desaceleración para un cierto ángulo de rotor máximo δ_{max} [76], estableciendo el límite de estabilidad:

$$\int_0^{\delta_{max}} P_a d\delta = 0 \quad (3. 5)$$

Esta expresión no se desarrollará en este trabajo, pero se puede encontrar este concepto en [65], [76], [77].

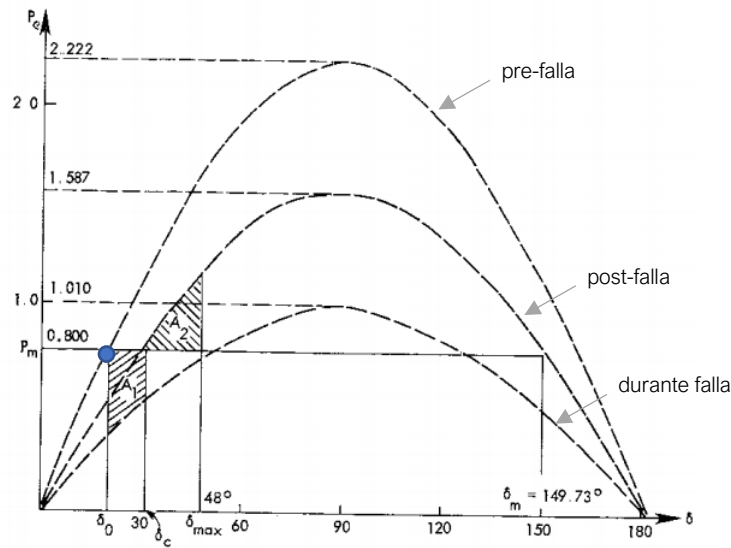


Fig. 30. Curvas de potencia-ángulo para diferentes valores de X_{eq} . Se muestra el criterio de áreas iguales para un sistema estable, siendo el punto azul la condición inicial, y las curvas representando al sistema en condición prefalla, postfalla y durante falla, de a mayor a menor. Obtenida de [76].

Este ángulo de rotor δ_{max} determina para el sistema de una máquina conectada a un nodo infinito sometido a una determinada falla, el ángulo de rotor máximo que puede alcanzar la máquina durante la oscilación sin perder el sincronismo, asociado a t_{max} , el tiempo crítico de libramiento de falla (CCT, por sus siglas en inglés).

D. Estabilidad transitoria multimáquina

Teniendo un sistema de potencia de N buses y M máquinas síncronas, se puede computar un método para resolver el conjunto de ecuaciones de oscilación para un problema de estabilidad donde existen varios generadores. Considerando un modelo simple de máquina síncrona, se definen los voltajes internos de las máquinas como E'_1, E'_2, \dots, E'_M . Las terminales de las M máquinas están conectadas a los nodos de un sistema designados como G1, G2, ..., GM. Para simplificar el problema, todas las cargas se modelan como admitancias constantes. Las ecuaciones nodales para esta red son [77]:

$$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \mathbf{V} \\ \mathbf{E} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \mathbf{0} \\ \mathbf{I} \end{bmatrix} \quad (3.6)$$

Donde:

$\mathbf{V} = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_N \end{bmatrix}$ es el vector N de voltajes de nodo

$\mathbf{E} = \begin{bmatrix} E'_1 \\ E'_2 \\ \vdots \\ E'_M \end{bmatrix}$ es el vector M de voltajes internos de máquina

$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_M \end{bmatrix}$ es el vector M de corrientes de máquina (como fuentes de corriente)

$\begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{12}^T & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix}$ es una matriz de admitancias de $(N + M) \times (N + M)$

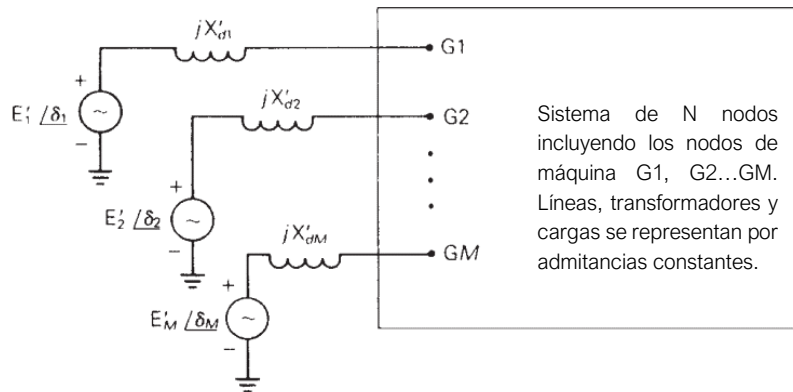


Fig. 31. Esquema de un sistema de potencia de N nodos para estudiar la estabilidad transitoria. Obtenida de [77].

La matriz \mathbf{Y}_{11} es similar a la matriz de admitancias nodal que se usa para flujos de potencia, pero en esta se incluyen las admitancias de carga y las impedancias invertidas de los generadores.

La matriz \mathbf{Y}_{22} es una matriz diagonal de las impedancias invertidas del generador.

La matriz \mathbf{Y}_{12} es un indicador de la conexión de las admitancias del generador en un nodo N , por lo que

$$Y_{12,km} = \begin{cases} -\frac{1}{jX'_{dn}} & \text{si } k = Gn \text{ y } m = n \\ 0 & \text{en cualquier otro caso} \end{cases} \quad (3.7)$$

Se puede reescribir la ecuación matricial del inicio en dos ecuaciones separadas:

$$\mathbf{Y}_{11}\mathbf{V} + \mathbf{Y}_{12}\mathbf{E} = \mathbf{0} \quad (3.8)$$

$$\mathbf{Y}_{12}^T\mathbf{V} + \mathbf{Y}_{22}\mathbf{E} = \mathbf{I} \quad (3.9)$$

Si \mathbf{E} se supone conocida, entonces la primera ecuación es lineal en \mathbf{V} , que se puede resolver por métodos iterativos. Por ejemplo, si se aplica el método de Gauss-Seidel, la k -ésima componente de \mathbf{V} es:

$$V_k(i+1) = \frac{1}{Y_{11,kk}} \left[-\sum_{n=1}^M Y_{12,kn} E_n - \sum_{n=1}^{k-1} Y_{11,kn} V_n(i+1) - \sum_{n=1}^N Y_{11,kn} V_n(i) \right] \quad (3.10)$$

Teniendo \mathbf{V} calculado, las corrientes de máquina se obtienen de la otra ecuación como:

$$\mathbf{I} = \begin{bmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_M \end{bmatrix} = \mathbf{Y}_{12}^T\mathbf{V} + \mathbf{Y}_{22}\mathbf{E} \quad (3.11)$$

Finalmente, la entrega de potencia eléctrica real de cada máquina n es

$$p_{en} = \text{Re}[E_n I_n^*] \quad \text{con } n = 1, 2, \dots, M \quad (3.12)$$

El procedimiento para solucionar el problema de estabilidad transitoria es resolver iterativamente las ecuaciones de oscilación que representan las máquinas síncronas y las ecuaciones algebraicas de flujos de potencia que representan a la red eléctrica. En la siguiente sección se muestra un ejemplo de análisis de estabilidad transitoria utilizando un método numérico de resolución de ecuaciones diferenciales y una solución algebraica para obtener los voltajes de nodo para cada iteración.

Este método, aunque simple para resolver los sistemas eléctricos a gran escala que actualmente incluyen controladores cada vez más rápidos, sistemas FACTS y HVDC que aumentan la complejidad de la solución global, este método es la base para obtener la solución de las ecuaciones de oscilación que gobiernan a las máquinas síncronas del sistema eléctrico, las cuales siguen siendo los elementos que determinan la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos.

E. Ejemplo de Análisis de Estabilidad Transitoria en un sistema multimáquina

Para ejemplificar lo mencionado en la sección anterior, se tomó un caso del libro de texto de Glover, Overbye y Sarma (2017) con cinco nodos y dos generadores, el cual se puede considerar un ejemplo multimáquina debido a que ninguna de estas es modelada como un bus infinito. El diagrama unifilar se muestra en la Fig. 32.

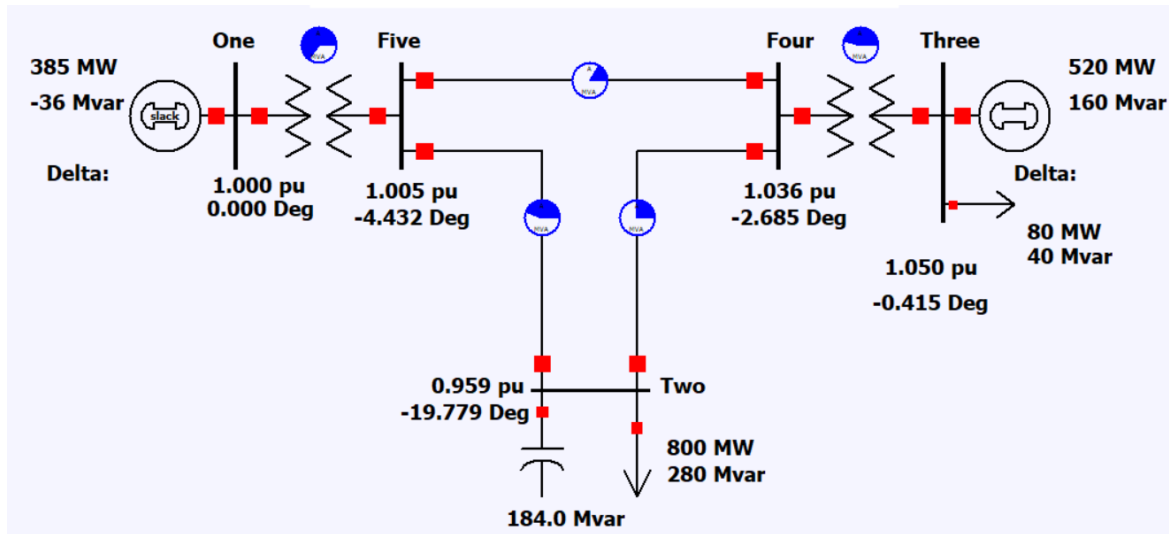


Fig. 32. Diagrama unifilar de caso del libro de texto [77] usado para el análisis multimáquina en MATLAB

Utilizando el algoritmo descrito en el libro de Glover, Overbye y Sarma (2017), se armó un código en el software MATLAB con el fin de resolver de manera analítica el problema de estabilidad transitoria, definiendo la ecuación de oscilación expresada como dos ecuaciones diferenciales de primer orden para cada generador, y se resolvieron con el solucionador nativo de MATLAB, *ode45*, el cual utiliza el método de Runge-Kutta para resolver ecuaciones diferenciales ordinarias.

Se dieron como entrada al algoritmo computado la matriz de admitancias Y_{nodo} modificada para incluir las reactancias transitorias de los generadores y las cargas de cada nodo convertidas en admitancias constantes, los voltajes iniciales de nodos y de máquina obtenidos de una solución de flujos de carga en estado estable. Con estos datos se calcula la potencia mecánica, la cual será constante durante toda la simulación, y la potencia eléctrica inicial.

El algoritmo se incluye en el Anexo B. En la Fig. 33 se muestran los ángulos de rotor absolutos obtenidos con el algoritmo en MATLAB comparados contra el mismo caso simulado en PSS/E®, y en la Fig. 34 se muestran las velocidades de rotor obtenida en MATLAB contra las obtenidas en PSS/E®, los cuales son prácticamente los mismos.

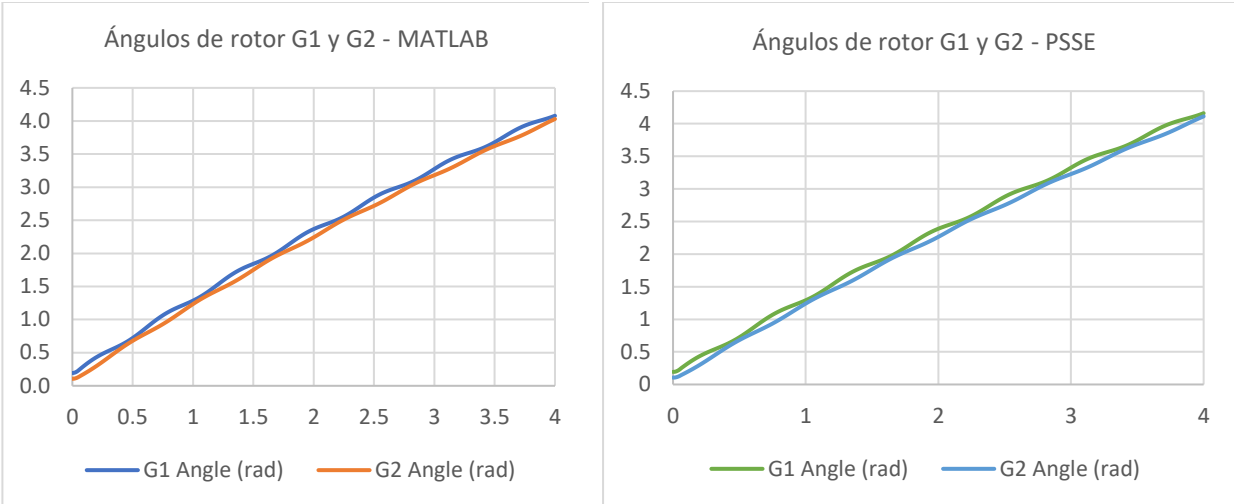


Fig. 33. Comparación de ángulos de rotor obtenidos con MATLAB y PSS/E del caso de estudio de 5 nodos

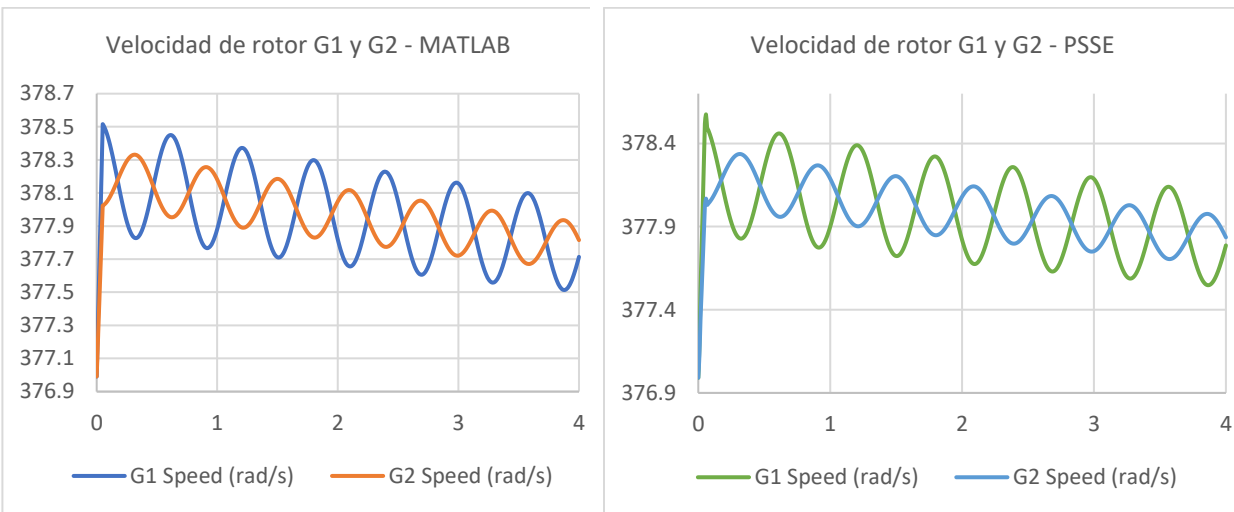


Fig. 34. Comparación de velocidad de rotor obtenidas con MATLAB y PSS/E del caso de estudio de 5 nodos

F. Estrategias para mejora de la estabilidad transitoria

En este resumen [78] se enumeran y analizan una gran cantidad de técnicas disponibles para mejorar la estabilidad transitoria en los sistemas de potencia. Hay unos métodos establecidos desde hace años en la práctica, y otras propuestas más recientes de las cuales la autora desconoce su implementación en un sistema real.

Las siguientes técnicas son controles preventivos para mejorar el desempeño del sistema de potencia ante eventos severos [78]:

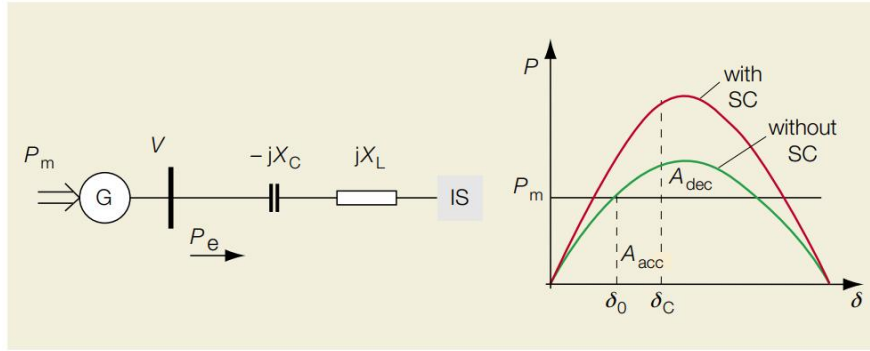
- *Redespacho de generación.* Implementar restricciones de estabilidad transitoria en el cálculo de Flujos óptimos de Potencia OPF.
- *Esquemas de tiro de carga.* Utilizados generalmente para prevenir inestabilidad de frecuencia, en sí también ayuda a incrementar el margen de estabilidad transitoria de los generadores.
- *Reducción de la reactancia del sistema CA.* La capacidad de transmisión de potencia es inversamente proporcional a la reactancia de transmisión, por lo que para reducirla se pueden

instalar líneas de transmisión en paralelo, o bien utilizar compensación serie, ya sean capacitores serie fijos o basados en FACTS.

- *Cambio de tensión en líneas.* La capacidad de transmisión de potencia es directamente proporcional al cuadrado del voltaje CA del sistema.
- *Compensación serie variable.* Los Capacitores Serie Controlados por Tiristores (TCSC) y los Compensadores Serie Síncronos Estáticos (SSSC) son dispositivos FACTS que optimizan la impedancia de transmisión y con esto se logra mejorar la estabilidad transitoria, ya sea de manera preventiva o durante el evento transitorio.

En contraste, las siguientes técnicas se implementan para mejorar la estabilidad transitoria durante el disturbio [78]:

- *Sistema de excitación de respuesta rápida.* Un control de excitación rápido ayuda a evacuar mayor potencia activa durante la falla, y de esta forma incrementar el tiempo crítico de liberación de falla.
- *Bancos de resistencia de frenado.* Las resistencias de frenado son cargas artificiales que se añaden cerca de los generadores síncronos durante la falla transitoria para reducir la diferencia entre la potencia mecánica y la potencia eléctrica (potencia de aceleración).
- *Control rápido de válvulas.* Es una técnica que reduce rápidamente la potencia de entrada de la turbina durante el evento transitorio, lo cual al igual que las resistencias de frenado, se reduce la potencia de aceleración.
- *Disparo de generación.* El disparo selectivo de generación puede ayudar a mitigar la inestabilidad transitoria. Se han propuesto diversos esquemas de control para disparo de generación basado en predicciones o tablas de consulta, en el resumen de Pertl (2017) se mencionan varias referencias.
- *Compensación variable en paralelo.* Los FACTS conectados en shunt como los Compensadores Estáticos de VARs (SVC) o los Compensadores Estáticos Síncronos (STATCOM) mejoran la estabilidad transitoria y amortiguan las oscilaciones debido a que proveen un control continuo y rápido de potencia reactiva [65].
- *Compensación serie variable.* Como se mencionó anteriormente, los TCSC y SSSC ayudan a mejorar la estabilidad transitoria durante el disturbio, ya que tienen un control rápido para variar la reactancia de la línea de transmisión en la que se instalan. Esto se muestra en la Fig. 35.
- *Compensación combinada serie y paralelo variable.* A estos sistemas se les llama Controlador Unificado de Flujo de Potencia UPFC, combina las capacidades de un STATCOM y un SSSC para así tener un rango de control de la potencia activa y reactiva de la línea de transmisión.
- *Separación controlada.* Estas separaciones en islas de un sistema de potencia no son estrictamente planeadas de antemano, sino que se puede implementar un control predictivo para detectar posibles islas que puedan operar de manera separada satisfactoriamente.
- *Limitador de corriente de falla.* Estos también pueden ser utilizados para mejorar la estabilidad transitoria durante la falla. Pueden ser basados en superconductores o controlados electrónicamente.
- *Control de enlaces de transmisión HVDC.* Debido a la alta capacidad de control de los VSC, los enlaces HVDC tienen un gran potencial de control rápido e independiente de potencia activa y reactiva para mejorar la estabilidad transitoria. Se profundizará más de esta propiedad en la siguiente sección.



Mejora del margen de estabilidad en régimen transitorio por medio de un condensador en serie 6

A_{acc}	Energía de aceleración	P_m	Energía mecánica suministrada al alternador
A_{dec}	Energía de retardo	X_C	Reactancia del condensador en serie
δ	Ángulo del alternador	X_L	Reactancia de la línea
δ_0	Ángulo del alternador, previo a la avería	IS	Fuente infinita
δ_c	Ángulo en el momento de eliminar la avería	SC	Condensador en serie
P_e	Energía eléctrica procedente del alternador		

Fig. 35. Demostración mediante el criterio de áreas iguales la mejora a la estabilidad transitoria por medio de compensación serie [79].

3.4 Potencial de los sistemas HVDC para la mejora de la estabilidad transitoria

Con la tecnología VSC se tiene el potencial agregado para el beneficio de las redes CA actuales en cuanto a su estabilidad transitoria [80]:

- Control rápido de la potencia activa de los convertidores VSC (respuesta de 1-100ms)
- Control rápido de la potencia reactiva de los convertidores VSC (respuesta de 1-100ms)

Debido a esta capacidad de control de los VSC, se pueden implementar esquemas de control auxiliares a un sistema HVDC que, además de la función principal para la cual fue instalado dicho enlace, beneficien en la estabilidad de los sistemas eléctricos.

3.4.1 Controles suplementarios de HVDC basado en VSC para soporte de la red CA

Además de las principales aplicaciones de la transmisión por HVDC mencionadas anteriormente, los sistemas HVDC basados en VSC pueden ofrecer funcionalidades adicionales con el fin de beneficiar a las redes CA. En condiciones operativas normales, el control maestro de un sistema HVDC mantendrá una potencia activa P constante a través del enlace, y la potencia reactiva Q requerida en cada terminal. Los controles suplementarios que se mencionarán a continuación modulan la señal de referencia de P y Q de acuerdo con su función.

- *Soporte a las oscilaciones de pequeña señal.* El sistema HVDC puede ajustarse para amortiguar las oscilaciones de baja frecuencia en un sistema CA midiendo una variable local, tal como la potencia activa, corriente o ángulo, que pueda de cierta forma indicar el modo de oscilación al que entró el sistema CA. Esta señal se filtra y pasa a un lazo de control suplementario, el cual modula la referencia de potencia activa P del sistema HVDC.
- *Soporte a la estabilidad de frecuencia.* El sistema HVDC puede configurarse para responder ante desviaciones de frecuencia de un sistema CA, inyectando potencia activa tomada de otro sistema remoto CA para aliviar la desviación de frecuencia del sistema afectado. Esto se implementa mediante un control típico de retroalimentación con *droop*, tomando el nombre de la característica de estatismo de un generador síncrono convencional.
- *Soporte a la estabilidad de voltaje.* La gran capacidad de control de la potencia reactiva de un VSC puede ayudar a un sistema CA en caso de falta o exceso de reactivos, lo cual beneficia directamente a la estabilidad de voltaje de la red.

En [81], se presenta un controlador de VSC basado en Control Predictivo por Modelo (MPC), el cual modula las inyecciones de potencia activa y reactiva en el sistema HVDC para proveer soporte dinámico de voltaje en el sistema CA al cual esté conectado.

En [82] se presentan tres estrategias de modulación de potencia activa de un enlace HVDC para incrementar los márgenes de estabilidad transitoria de un sistema eléctrico. El objetivo de la primera estrategia es transferir potencia activa del área donde los generadores síncronos se aceleran hacia el área donde los generadores síncronos se desaceleran, basándose en las velocidades de rotor más cercanas a cada extremo del enlace HVDC [78], [82]:

$$P_{DC_{sup}} = K_P(\omega_R - \omega_I) + K_D \cdot \frac{d}{dt}(\omega_R - \omega_I) \quad (3.13)$$

Donde ω_R y ω_I son las velocidades de rotor del rectificador e inversor, respectivamente.

Las entradas del segundo controlador propuesto por [82] son los ángulos de fase de los voltajes de ambos lados del enlace HVDC, los cuales reflejan los ángulos de rotor de las máquinas síncronas más cercanas a cada terminal del convertidor. La tercera modulación de la potencia activa de esta aportación está basada en la razón de cambio del total del intercambio de flujos de enlaces inter-área, cuando esto aplique. Estas estrategias están consideradas para convertidores LCC, aunque también pueden ser aplicadas a convertidores VSC. En [83], se presenta un controlador de frecuencia aplicado a un enlace HVDC-VSC conectando una red aislada con una velocidad angular ω_I , en el cual el lazo de control compara esta velocidad angular contra su referencia ($\omega_{I_{nom}} = 2\pi f_{I_{nom}}$). El error pasa por un controlador PI, siendo su salida el ajuste del ángulo de desfase entre V_C y V_S en el VSC que actúa como rectificador. Este controlador se muestra en la Fig. 36.

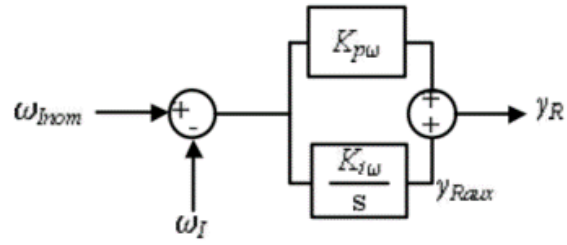


Fig. 36. Controlador de frecuencia para un enlace HVDC basado en VSC. Obtenida de [83].

4. Modelado de HVDC para análisis en Sistemas de Potencia

4.1 Introducción

Los análisis de sistemas eléctricos tradicionalmente se han separado por dominios de tiempo, basándose en los tiempos de respuesta de los fenómenos que se estudiarán. Los fenómenos que ocurren en un sistema eléctrico van desde eventos extremadamente rápidos tales como una descarga eléctrica, y por otro lado eventos lentos tal como la fluctuación de carga durante el día. La Fig. 37 muestra los distintos tipos de fenómenos que se pueden presentar en un sistema eléctrico de acuerdo con sus ventanas de tiempo características.

En general, los transitorios en los sistemas eléctricos se clasifican en tres periodos de tiempo [84]:

- Corto plazo, o transitorios electromagnéticos
- Mediano plazo, o transitorios electromecánicos
- Transitorios de Largo plazo

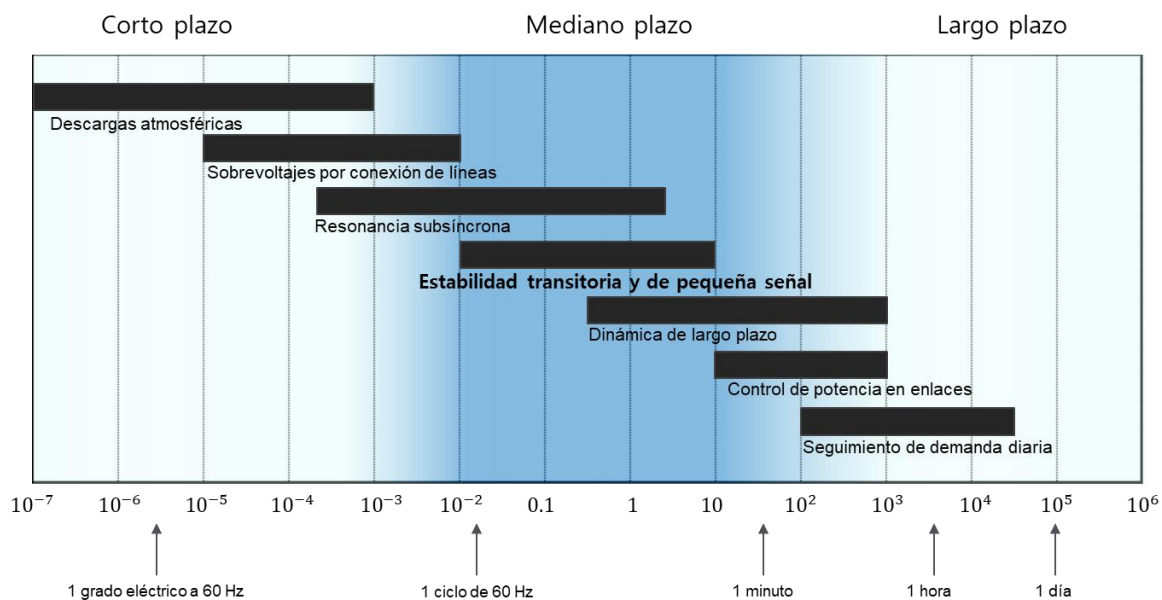


Fig. 37. Fenómenos dinámicos en los sistemas eléctricos en sus respectivas escalas de tiempo. Adaptada de [84]

Para ejemplificar la importancia de definir un periodo de estudio para modelar un sistema eléctrico, se analiza una descarga atmosférica en una línea de transmisión. Dicha descarga podría provocar una ruptura de un apartarrayos en la línea, y esto a su vez provoca una falla que es detectada por los relevadores de protección, abriendo tal línea de transmisión. Este disparo de la línea de transmisión modifica la topología de la red eléctrica. Esta secuencia de eventos conlleva aproximadamente 100 ms, por lo cual el evento no es perceptible por controles más lentos, por ejemplo, los gobernadores de las turbinas de los generadores, el control automático de generación (AGC por sus siglas en inglés) o el operador del sistema eléctrico.

Existen varias herramientas comerciales para simulación de sistemas eléctricos, tales como PSS/E®, PSLF®, PowerFactory®, entre otros.

PSS/E®, la cual es desarrollada por SIEMENS PTI™, es la herramienta de simulación utilizada en este proyecto para el análisis de los casos de estudio. Esta herramienta es ampliamente utilizada por el CENACE, el Operador Independiente del SEN. PSS/E® es un software que usa una interfaz gráfica de usuario para, entre otras funcionalidades, resolver flujos de carga de sistemas eléctricos y realizar estudios de estabilidad transitoria y de pequeña señal; dichas simulaciones están basadas en análisis con fasores en su componente simétrica positiva, muchas veces llamada simulación RMS. Esto significa que si se requieren otros tipos de estudios tales como análisis de armónicos en sistemas eléctricos se deben de recurrir a otras herramientas con la funcionalidad de efectuar estudios EMT.

4.2 Modelado de HVDC para Flujos de Potencia

El enfoque de modelado de un sistema HVDC para su implementación en análisis de flujos de potencia de sistemas a gran escala comúnmente está basado en fuentes ideales de voltaje, en los que la magnitud y ángulo del voltaje se ajustan de forma iterativa hasta llegar al valor especificado. Un ejemplo de un modelo propuesto de HVDC-VSC en estado estable se puede encontrar en [81].

Otro modelo propuesto por [85] de un VSC para estudios en estado estable es el que se muestra en la Fig. 38. Considerando un VSC de dos niveles, el control de conmutación por PWM ajusta el voltaje V_c con una magnitud y fase que permite ser representado en un modelo tal que: $\vec{V}_{C_i} = V_{C_i} \angle \theta_{C_i}$. La impedancia del transformador en serie con el reactor de fase se representa por \vec{Z}_{C_i} . El lado CD del convertidor se representa con la potencia activa intercambiada entre ambos convertidores de tal forma que satisfaga la restricción:

$$Re\{\vec{V}_{C_k} \vec{I}_k^* + \vec{V}_{C_m} \vec{I}_m^* + P_{DC}^{loss}\} = 0 \quad (4.1)$$

Donde los subíndices $\{k, m\}$ representan al VSC operando como rectificador e inversor, respectivamente.

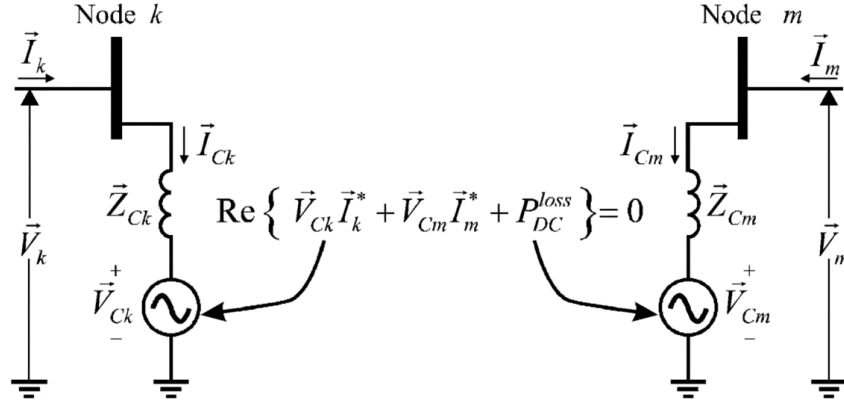


Fig. 38. Representación en estado estable de una línea HVDC-VSC de punto a punto. Obtenida de [85].

Considerando que la red eléctrica se resuelve por el método de Newton-Rhapson, las ecuaciones de flujos de potencia entre los nodos k y m quedarían de la forma [85]:

$$P_{ij}^{inj} = V_i^2 G_{C_i} - V_k V_{C_i} [G_{C_i} \cos(\theta_i - \theta_{C_i})] + B_{C_i} \sin(\theta_i - \theta_{C_i}) \quad (4.2)$$

$$Q_{ij}^{inj} = -V_i^2 B_{C_i} - V_i V_{C_i} [G_{C_i} \sin(\theta_i - \theta_{C_i})] - B_{C_i} \cos(\theta_i - \theta_{C_i}) \quad (4.3)$$

Donde $i = k, m; j = k, m; i \neq j$

Los flujos de potencia hacia el convertidor conectado al nodo $i = k, m$ quedan como:

$$P_{C_i} = V_{C_i}^2 G_{C_i} - V_{C_i} V_i [G_{C_i} \cos(\theta_{C_i} - \theta_i)] + B_{C_i} \sin(\theta_{C_i} - \theta_i) \quad (4.4)$$

$$Q_{C_i} = -V_{C_i}^2 B_{C_i} - V_{C_i} V_i [G_{C_i} \sin(\theta_{C_i} - \theta_i)] - B_{C_i} \cos(\theta_{C_i} - \theta_i) \quad (4.5)$$

En las ecuaciones (x) a (x) la impedancia del transformador está dada por:

$$G_{C_i} + B_{C_i} = 1 / \bar{Z}_{C_i} \quad (4.6)$$

Los valores obtenidos de P y Q mediante la solución de flujos de potencia de los VSC son las condiciones iniciales para un estudio dinámico, tema que se explicará en la siguiente sección.

4.3 Modelado de HVDC para Estudios Dinámicos

Al analizar un fenómeno transitorio del tipo electromecánico, los modelos matemáticos de los elementos de un sistema de potencia representan de manera adecuada la respuesta de los componentes del sistema eléctrico en el dominio que se interesa estudiar, haciendo ciertas suposiciones que ayudan a simplificar estos modelos y mejorar el tiempo de carga computacional. Una suposición que se consideraba anteriormente era el considerar la potencia mecánica constante durante el estudio de estabilidad transitoria, ya que la respuesta de los gobernadores de velocidad de los generadores síncronos es mayor que la primera oscilación angular posterior a un disturbio. Sin embargo, desde hace varios años se considera que los datos mínimos recomendados para un estudio de estabilidad transitoria

es el modelo del generador, de su gobernador de velocidad y de la regulación de excitación, debido a que la primera oscilación no es suficiente para determinar si un sistema es estable o no [86]. Otra suposición a considerar es que la red eléctrica está balanceada, esto para justificar un análisis RMS o fasorial, en el que los voltajes y corrientes CA se consideran como fasores que varían lentamente con respecto a las oscilaciones de los ángulos de rotor.

En el caso de sistemas eléctricos con HVDC, las escalas de tiempo que se tienen que considerar cambian drásticamente, ya que el tiempo de respuesta de los convertidores en las terminales de una línea CD es muy rápido en comparación con la respuesta electromecánica de los generadores.

4.3.1 Enfoques de modelado

El enfoque que se utiliza con algunos modelos de HVDC es una simulación de multi-paso [16], en las que los sistemas CA y CD se modelan y simulan con distintos pasos de integración y se utiliza una interfaz para pasarse valores entre iteraciones hasta llegar a una solución final.

Por otro lado, para no recurrir al uso de distintos pasos de integración, se han propuesto modelos de valores promediados (AVM, por sus siglas en inglés) que replican la respuesta de los dispositivos conmutables de los convertidores con ecuaciones promediadas. Estos modelos representan la respuesta de los convertidores con el detalle necesario para obtener resultados válidos en análisis de estabilidad en sistemas eléctricos a gran escala, con la ventaja de contar con un tiempo de solución mucho menor [55].

También existen otros enfoques de modelado, tal como el propuesto por [87], el cual es un modelo de un convertidor VSC cuya característica es que permite una solución unificada de las ecuaciones de la parte CA del sistema y de la parte en CD de la línea HVDC, que se puede añadir a los modelos existentes de redes eléctricas a gran escala usando las herramientas de simulación típicas. Esto es debido a que las características de conmutación y procesamiento de las ondas de voltaje que tiene un VSC son modeladas con elementos genéricos ya disponibles en dichos simuladores, tal como el transformador de desfaseamiento.

En general, los modelos propuestos por la comunidad científica buscan un equilibrio entre el grado de detalle del modelo y el tiempo requerido de simulación para sistemas eléctricos a gran escala [9], [81], [83]. En la guía para el desarrollo de modelos para convertidores HVDC de CIGRÉ [88], el modelado tipo AVM como el que se verá en la siguiente sección se clasifica como del tipo 6, en una escala del 1 al 7, en el cual el tipo 1 es el modelo físico completo y el tipo 7 es un modelo RMS con salidas en estado estable.

De acuerdo con [65], la representación de un sistema HVDC en los estudios de estabilidad transitoria debe de considerar lo siguiente:

- Modelo del convertidor visto desde el lado CA
- Modelo de la línea CD (o sistema CD en caso de ser un sistema multiterminal)
- Interfaz entre los sistemas CA y CD
- Modelo de los esquemas de control del convertidor

4.3.2 Modelado de VSC

La representación de los convertidores se basa en las siguientes suposiciones [65], [89]:

- La corriente cd I_d no tiene rizo;
- Los sistemas CA al lado de los convertidores tienen frecuencia nominal constante, con fuentes de voltaje balanceadas y sinusoidales detrás de impedancias balanceadas. En otras palabras, se desprecian los armónicos que pudieran presentarse por la conmutación en los convertidores, considerando así filtros de armónicos ideales; y
- Los transformadores de los convertidores no se saturan.

A. Modelo VSC de valores promediados (AVM)

Los modelos AVM pueden representarse como fuentes de voltaje controladas en el lado CA y fuentes de corriente controladas en el lado CD. Los voltajes CA obtenidos dependen de la salida del esquema de control interno de corriente del VSC, los cuales se representan como [90]:

$$v_i = \frac{1}{2} V_{dc} m_i \quad (4.7)$$

Donde $i = \text{fases } a, b, c$ y m_i corresponde al índice de modulación en la fase i .

Para obtener las ecuaciones que representan el lado CD se parte del principio de conservación de potencia, es decir, que la potencia del lado CA debe ser igual a la potencia del lado CD más las pérdidas en el convertidor. Despreciando dichas pérdidas en el convertidor, la corriente controlada I_{dc} se expresa como sigue [90]:

$$P_{ac} = P_{dc} \quad (4.8)$$

$$v_a i_a + v_b i_b + v_c i_c = V_{dc} I_{dc} \quad (4.9)$$

$$I_{dc} = \frac{1}{2} (m_a i_a + m_b i_b + m_c i_c) \quad (4.10)$$

O bien, expresada en el marco de referencia 'dq0' derivada de la ecuación 2.8 de la potencia activa:

$$I_{dc} = \frac{3}{2V_{dc}} (V_d I_d + V_q I_q) \quad (4.11)$$

En la Fig. 39 se muestra el esquema del modelo promediado del VSC descrito.

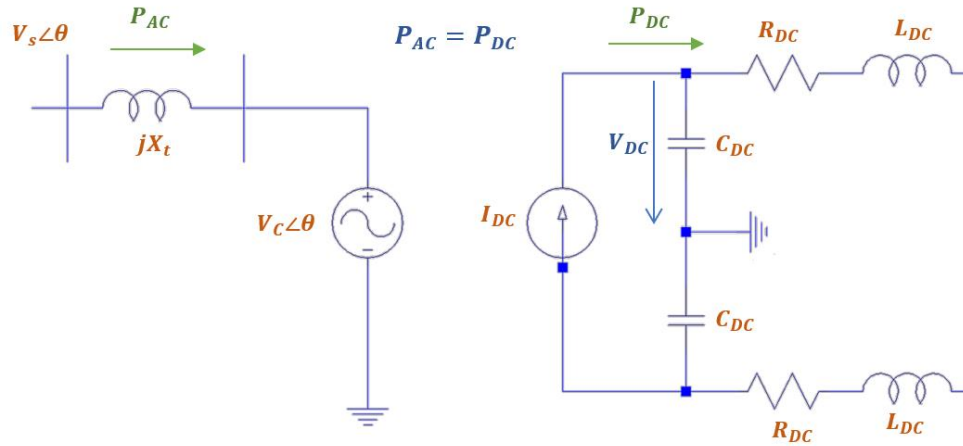


Fig. 39. Diagrama del modelo promediado para un VSC. Adaptada de [88].

B. Modelo VSC detallado

En este modelo se representa además de lo incluido en el modelo AVM, los modelos matemáticos completos de los esquemas de control interno y el control de disparo de las válvulas en los convertidores, además de la representación de la conmutación de las válvulas. Debido a esto, para estas simulaciones se requieren pasos de integración muy pequeños para su solución (50-100 μ s), por lo que estas simulaciones solo se pueden realizar en software con capacidad de análisis EMT [15]. En [65] cita fuentes que recomiendan usar un modelo detallado de convertidor sólo por un lapso corto de tiempo, alrededor de 0.2 segundos después del disturbio y usar un modelo simple el resto del tiempo completo de simulación.

En esta tesis no se entrará en detalle con este tipo de modelado.

4.3.3 Modelado del sistema CD

El elemento más importante que se debe considerar del lado CD es la capacitancia, la cual se compone de la capacitancia de la línea o cable de transmisión y la capacitancia del convertidor. Para los VSC de dos o tres niveles esta capacitancia representa los bancos de capacitores conectados al nodo CD, mientras que para topologías MMC se considera la capacitancia equivalente de todos los submodulos [88]. La línea CD se puede representar por su modelo π similar al de las líneas de transmisión en CA.

La capacitancia CD equivalente como se muestra en la Fig. 39 se calcula entonces como [81]:

$$C_{dc} = C_{convertidor} + \frac{1}{2} C_{cable} \quad (4.12)$$

Y las ecuaciones de la dinámica del lado CD quedan como [81]:

$$C_{dc} \frac{dV_{dc,1}}{dt} = I_{dc,1} - I_{cable} \quad (4.13)$$

$$C_{dc} \frac{dV_{dc,2}}{dt} = I_{dc,2} + I_{cable} \quad (4.14)$$

$$L_{dc} \frac{dI_{cable}}{dt} = V_{dc,1} - V_{dc,2} - R_{dc} I_{cable} \quad (4.15)$$

4.3.4 Interfaz entre sistemas CA y CD

Varios modelos proponen acoplar las ecuaciones de los lados CA y CD a través del índice de modulación. Otras fuentes como [88] proponen acoplar las ecuaciones de CA y CD usando el balance de potencia, ya que el hecho de no usar el índice de modulación permite que el modelo sea válido para usarse en topologías MMC al igual que las que se basan en control por PWM. Las ecuaciones de acoplamiento quedarían como:

$$i_q^{ref} = \frac{2I_{dc}V_{dc} - i_d V_{C_d}}{V_{C_q}} \quad (4.16)$$

$$I_{dc} = \frac{V_{C_d} i_d + V_{C_q} i_q}{2V_{dc}} \quad (4.17)$$

4.3.5 Modelado del esquema de control del VSC

Se consideran en [15] dos enfoques de modelado de los controles del convertidor:

A. Modelo de respuesta o simplificado.

En este caso la dinámica del control de disparo de pulsos se discrimina, además que las ecuaciones de los lazos de corriente del VSC se reemplazan por un simple retardo entre la orden de i_d e i_q y la corriente de salida[88]. Esta simplificación se justifica en estudios de sistemas eléctricos a gran escala en los que el sistema HVDC no es el enfoque principal del estudio o se encuentre muy alejado del área del sistema que se desee estudiar, esto debido a que la respuesta de los controladores de un VSC es generalmente muy rápida[15].

B. Modelo detallado del control del convertidor.

Estos modelos incluyen una representación precisa de los esquemas de control de corriente del convertidor. No existen diagramas de bloques estandarizados de control en HVDC tal como los sistemas de excitación de generadores, por lo que estos modelos detallados del control generalmente son desarrollados por los fabricantes de la tecnología, como es el caso del modelo utilizado en este proyecto. Para una instalación HVDC existente, la representación fiel de los controladores de corriente implicaría el análisis de la circuitería real del control del VSC y de esta forma establecer un modelo dinámico con una respuesta en frecuencia que coincida con el comportamiento del control real [15]. Estos modelos detallados del control del convertidor son útiles cuando se requieren hacer simulaciones haciendo uso de funcionalidades especiales tales como arranque negro, operación de sistemas eléctricos con bajo SCR o el análisis de la respuesta del convertidor ante fallas en CD [15].

En trabajos tales como [81], [91], se proponen modelos de sistemas VSC basados en la respuesta del modelo detallado del control de HVDC Light®. Estos modelos representan al control del VSC hasta los lazos de corriente externos e internos.

4.4 Modelo de línea HVDC utilizado para los casos de estudio

Las principales herramientas de simulación transitoria contienen modelos genéricos de líneas HVDC ya sean basados en LCC o VSC en sus librerías. Estos modelos son útiles cuando se desea agregar una línea HVDC alejada a la parte del sistema eléctrico que se va a estudiar, o bien para fines académicos. Sin embargo, es requerido un modelo con mayor detalle del enlace HVDC cuando se desea analizar el impacto de éste en la red eléctrica a estudiar, sobre todo en las etapas de planeación. En estos casos se vuelve más complicado utilizar los modelos de librería ya que los fabricantes no proporcionan explícitamente los parámetros que requieren estos modelos.

Los fabricantes de tecnología HVDC suelen desarrollar modelos de su producto implementados en varias herramientas de simulación comerciales. Estos modelos generalmente son del tipo detallado, puesto que es deseable que sus clientes actuales y futuros tengan la oportunidad de simular en sus sistemas eléctricos todas las funcionalidades que la tecnología ofrece. Estos modelos detallados de sistemas HVDC generalmente son de acceso restringido, los fabricantes se reservan el derecho de proporcionar estos modelos solamente a Operadores de Transmisión como futuros clientes o a Universidades con fines de investigación. Dichos modelos dinámicos usualmente son del tipo caja negra, debido a que la tecnología de los fabricantes es considerada de propiedad intelectual.

El modelo de enlace HVDC basado en VSC que se utilizó en este proyecto para las simulaciones realizadas fue proporcionado por la compañía ABB™, basado en su tecnología HVDC Light®, implementado para utilizarse en la herramienta PSS/E®.

4.4.1 Implementación del modelo de HVDC Light® en PSS/E®

El enfoque del modelado de HVDC Light® para flujos de potencia en PSS/E es representando a los VSC mediante dos generadores genéricos, en los que el usuario puede especificar los niveles de potencia activa y el ajuste del voltaje en el nodo CA. La línea de transmisión no está explícitamente representada en el modelo, sino que se consideran las pérdidas previamente de acuerdo con los parámetros de la línea, y se expresan como la diferencia de la potencia activa de los dos generadores. El modelo también incluye en cada nodo un transformador convertidor y un capacitor en paralelo representando a los filtros en CA.

Para el modelo dinámico, se calculan las inyecciones de corriente de cada generador representando el VSC con un paso de integración interno, mediante un modelo definido por usuario. El comportamiento dinámico de la línea CD se modela por un bloque integrador con una constante de tiempo T , y se usa otro modelo definido por usuario para calcular los voltajes CD en cada nodo. El esquema de los modelos de flujo y dinámico se muestra en la Fig. 40 [92].

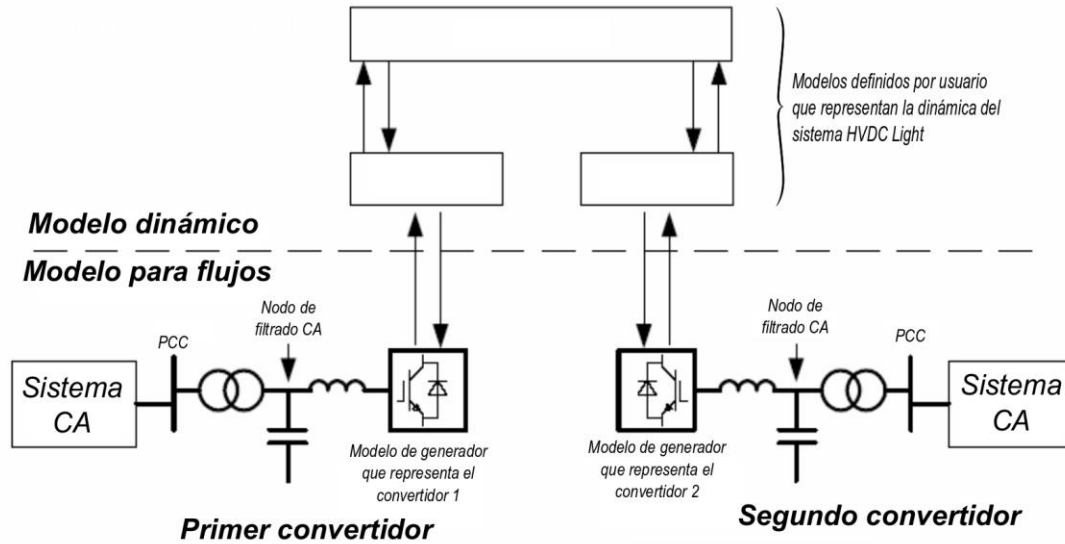


Fig. 40. Modelos para flujos de carga y dinámicos para HVDC Light® en PSS/E®. Obtenida y adaptada de [92].

El control de HVDC Light® se considera como un bloque de caja negra, el cual se distribuye por ABB™ como una librería precompilada. Es un modelo detallado, de tal forma que tiene la capacidad de simular control en estaciones eólicas y arranque negro (para sistemas pasivos), soporte para sistemas CA débiles, entre otras características [93]. En la Fig. 41, se muestra el esquema de control principal del modelo de HVDC Light® [92]. Todos los bloques de control mostrados son de caja negra. Las variables accesibles al usuario son las que se señalan como entradas en la Fig. 41: la referencia de V_{ac} y su modulación ΔV_{ac} , la referencia de la potencia activa P_{ref} y su modulación ΔP_{ref} (entrada para el controlador de frecuencia y amortiguamiento), la referencia de la potencia reactiva Q_{ref} y su modulación ΔQ_{ref} y la referencia de V_{cd} . También se pueden configurar los modos de control de cada VSC, en la Fig. 41 se ejemplifica la configuración del VSC con el control del voltaje de CD y con un control del voltaje de CA.

5. Casos de estudio y simulaciones

En este capítulo se presentan los análisis dinámicos realizados a dos sistemas eléctricos, en los cuales se implementó una línea de transmisión en HVDC basado en VSC utilizando el modelo de HVDC Light®, proporcionado por ABB. Ambos casos fueron simulados con la herramienta PSS/E®, la cual es distribuida por SIEMENS.

El primer caso es un modelo comúnmente utilizado en la comunidad científica para simulaciones dinámicas, conocido como caso Kundur 4 generadores, el cual aparece en el libro de texto de P. Kundur [65].

El segundo caso es un modelo *benchmarking* conocido como Nordic 32, el cual igualmente se utilizó para evaluar los modelos de la línea CD y del controlador auxiliar de frecuencia y amortiguamiento. Este modelo también se ha usado en publicaciones tales como en [94].

5.1 Caso de estudio 1. Línea HVDC en sistema Kundur, 4 generadores

Tomando como base los parámetros del sistema Kundur, se construyeron dos escenarios incluyendo una línea HVDC modelada con HVDC Light®. En el primero se añade la línea en paralelo con las otras líneas ya existentes, como se muestra en la Fig. 42. En el segundo escenario, se unen las dos áreas del sistema Kundur mediante una línea HVDC, simulando dos sistemas aislados, tal como se muestra en la Fig. 43.

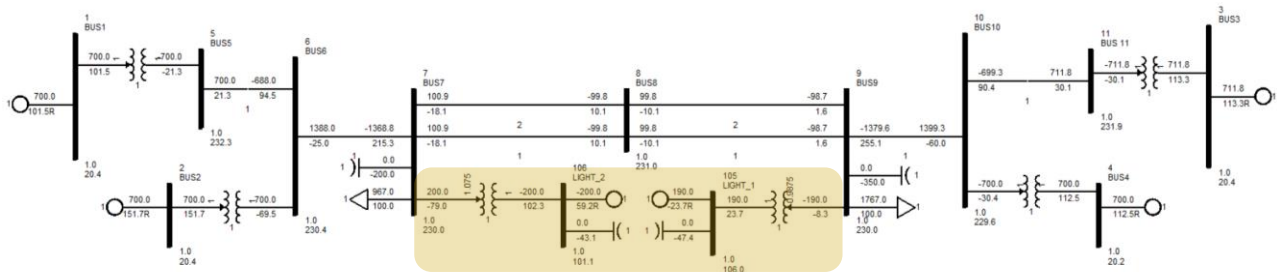


Fig. 42. Sistema Kundur con una línea HVDC en paralelo con otras líneas de transmisión CA.

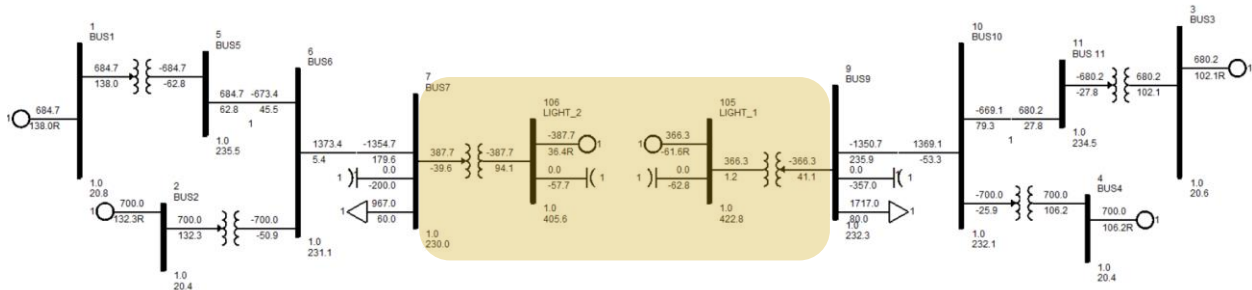


Fig. 43. Sistema Kundur con una línea HVDC conectando de manera asíncrona dos áreas aisladas.

La línea HVDC que se añadió en el sistema Kundur en paralelo con las otras líneas de transmisión en CA se modeló con una capacidad de 319 MVA y un nivel de tensión de 80 kV_{DC}. En cambio, la línea de HVDC que se implementó en el sistema Kundur con áreas aisladas tiene una capacidad de 427 MVA, y un nivel de tensión de 320 kV_{DC}.

5.1.1 Contingencias aplicadas al caso de estudio

En el sistema Kundur con la línea HVDC en paralelo con las otras líneas existentes de transmisión en CA se decidió por mostrar el impacto del HVDC y su control en el caso del disparo de una de las líneas en CA que conectan los nodos 7 y 9. Se realizaron dos simulaciones, una con el controlador auxiliar activo y la otra sin controlador de frecuencia y amortiguamiento.

La secuencia de eventos aplicada fue como sigue:

1. Inicializar modelo y correr simulación sin disturbios por 0.1 segundos;
2. Aplicar una falla trifásica en el nodo 8, simulando una falla transitoria a mitad de las líneas de transmisión, por 100 ms;
3. Liberar la falla trifásica en nodo 8
4. Disparar una de las líneas de transmisión CA de los nodos 7-9;
5. Correr resto de simulación por 10 segundos.

En el sistema Kundur aislado, se decidió por probar la respuesta del enlace HVDC ante una perturbación de desbalance de carga-generación, esto se realizó simulando una pérdida de carga en el nodo 9 de 150 MW. La secuencia de eventos es:

1. Inicializar modelo y correr simulación sin disturbios por 0.1 segundos;
2. Modificar la carga modelada como admitancia constante L9, decrementando su valor por 150 MW y la carga reactiva por 20 MW;
3. Correr resto de simulación por 10 segundos.

5.2 Caso de estudio 2. Línea HVDC en Sistema de prueba Nordic 32.

Con el fin de probar el modelo de la línea HVDC Light proporcionado por ABB en un sistema eléctrico con mayor número de nodos y generadores, se decide por usar un sistema de prueba ficticio basado en el sistema eléctrico de la península nórdica [95], [96]. Las características principales de este sistema son:

- La red troncal de este sistema consta de 32 líneas de transmisión en CA a una tensión de 400 kV.
- Cuenta con 32 nodos, 102 líneas, 20 generadores y 22 cargas a nivel distribución.
- Se consideran cuatro áreas: “North”, con mucha generación hidroeléctrica y poca carga; “Central”, con mucha carga y generación térmica; “Equiv”, interconectada al área “Norte” representando un sistema externo; y “South”, con generación térmica, débilmente conectada al resto del sistema.
- Los generadores cuentan con los modelos dinámicos de generador con rotores lisos y salientes dependiendo de la unidad, sistema de excitación, gobernador de velocidad, sistema estabilizador de potencia (PSS por sus siglas en inglés), compensador de tensión y limitador máximo de excitación.

En la Fig. 44 se muestra el diagrama unifilar del sistema Nordic 32, con la adición de una línea de CD de dos terminales, conectada en los nodos 4012 y 4044 con el fin de reforzar el corredor de transmisión del área “North” y “Central”. Al nodo 4012 se conecta el VSC 1 a través de una línea CA, siendo el nodo 3 el PCC. El VSC 2 está conectado al nodo 4044 a través del nodo 4, donde está el PCC. Se consideró que la línea HVDC tiene una capacidad de 600 MVA, con un nivel de tensión de 150 kV_{DC}. Los parámetros utilizados para modelar la línea HVDC Light® se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Parámetros de la línea HVDC Nordic 32

P saliendo de nodo 3	P entrando a nodo 4	Qgen	Tensión del transformador	Tensión en CD	Modo control VSC 1	Modo control VSC 1
600 MW	585 MW	Q=f(Pgen)	400/195 kV	150 kV	V _{CD}	P

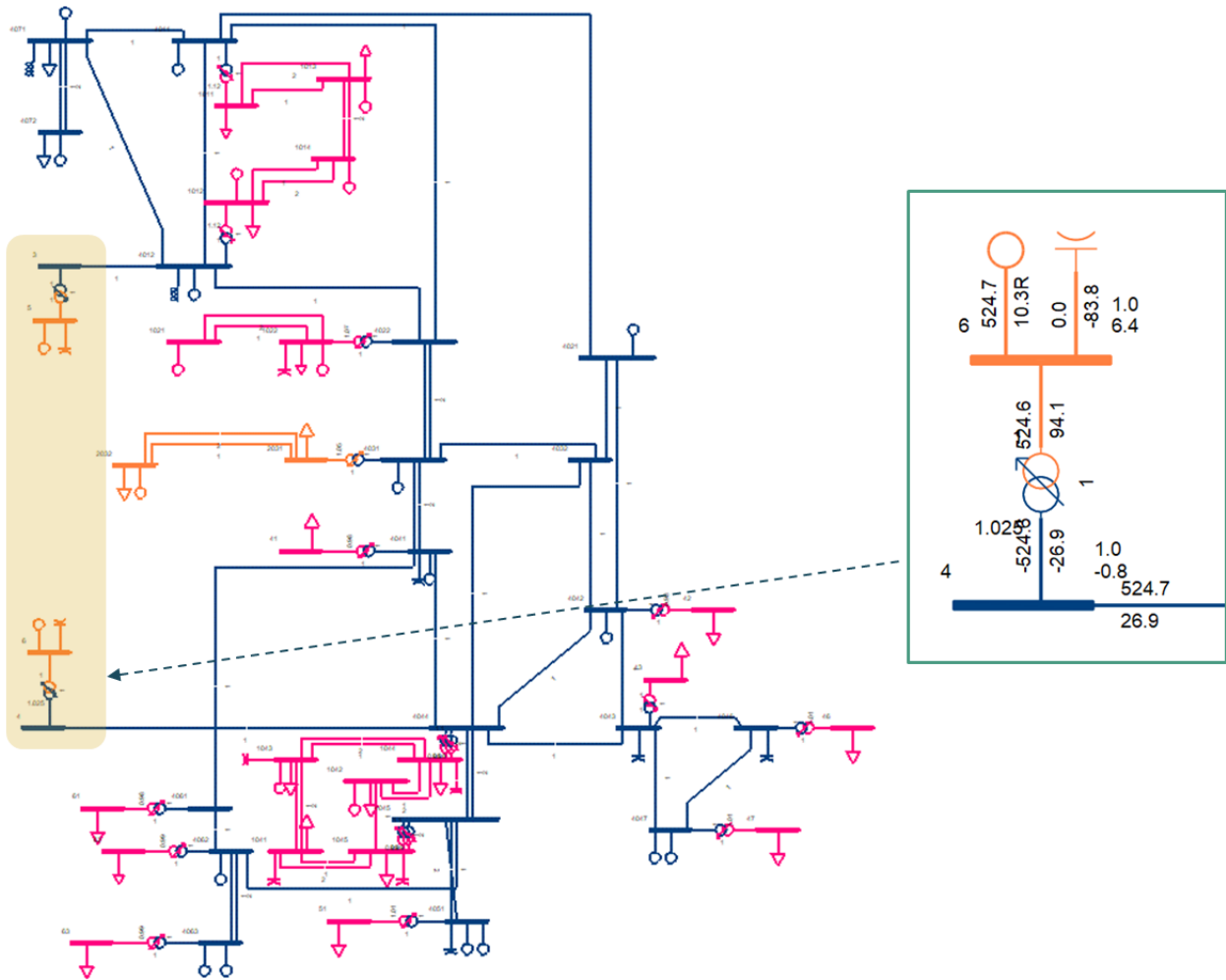


Fig. 44. Sistema Nordic 32 con una línea HVDC Light® instalada entre los nodos 4012 y 4044.

5.2.1 Contingencias aplicadas al caso de estudio

En el sistema Nordic 32 con una línea HVDC como refuerzo de un corredor de transmisión del área *North* al área *Central* se simularon tres contingencias:

- Falla transitoria en B-4045 durante 100 ms
- Falla transitoria en B-4032 durante 100 ms
- Falla a mitad de la línea CD durante 100 ms

La secuencia de eventos para las fallas simétricas transitorias en los nodos 4045 y 4032 fue de la siguiente manera:

1. Inicializar modelo y correr simulación sin disturbios por 1 segundo;
2. Aplicar una falla trifásica en el nodo correspondiente, correr simulación por 100 ms;
3. Liberar la falla trifásica en nodo

4. Correr resto de simulación por 40 segundos.

En la Fig. 45, se muestran los ángulos de rotor obtenidos en el caso base de Nordic 32, el cual aún no lleva añadida la línea HVDC. En este caso se aplicó una falla simétrica transitoria de 100 ms en el nodo 4045, llegando a la estabilidad a los pocos segundos del disturbio.

A manera de probar el modelo de HVDC Light® y ver el impacto en la estabilidad transitoria del sistema, se simuló una falla a mitad de la misma línea de Corriente Directa, suponiendo que la falla se libera por medio de interruptores de CA con un ciclo de recierre [97]. En el caso de la falla en CD en la misma línea HVDC, se realizó la siguiente secuencia de eventos:

1. Inicializar modelo y correr simulación sin disturbios por 1 segundo (T_0);
2. Iniciar una falla CD a mitad de la línea (el modelo bloquea los convertidores);
3. Se simula la apertura de los interruptores del lado de CA al T_0+100 ms poniendo fuera de servicio los nodos correspondientes.
4. La falla CD se libera por completo al T_0+300 ms;
5. En el tiempo T_0+400 ms se indica desbloquear el VSC 1, el cual tiene el modo de control de V_{CD} ;
6. En el tiempo T_0+450 ms se indica desbloquear el VSC 2.
7. El sistema CD se considera en servicio en el tiempo T_0+500 ms

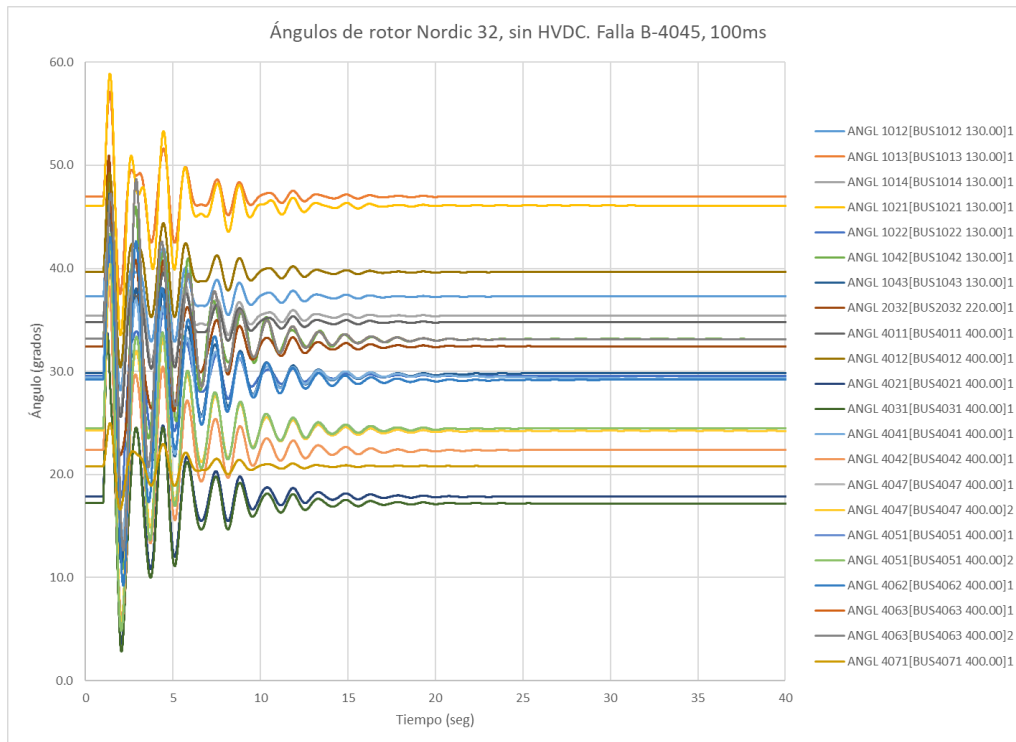


Fig. 45. Ángulos de rotor referenciados a la máquina de B-4072, obtenidos en simulación de Nordic 32, sin HVDC

5.3 Resultados de simulaciones en PSS/E®

5.3.1 Sistema Kundur con HVDC en paralelo

En este caso de estudio se planteó un disparo de una de las líneas de transmisión de CA entre los nodos 7 y 9 después de un corto circuito a mitad de las líneas CA (nodo 8 auxiliar), debilitando de esta manera el enlace que une ambas áreas y provocando oscilaciones entre ellas. Se realizaron dos simulaciones, una con el controlador de frecuencia y amortiguamiento activo y la otra con este controlador inactivo. Se encontró que con la modulación de potencia activa el sistema tiende a la estabilidad ante la contingencia aplicada, mientras que en el caso en el que está deshabilitado este controlador el sistema es inestable. Esto es debido a que la línea HVDC regresa a su potencia activa de referencia que se tenía antes del disturbio, mientras que en el caso con el controlador activo la modulación de potencia activa intenta amortiguar las oscilaciones, como se muestra en las Fig. 46 y Fig. 47. Los resultados de la simulación del caso inestable sin controlador se muestran en las Fig. 48 y Fig. 49.

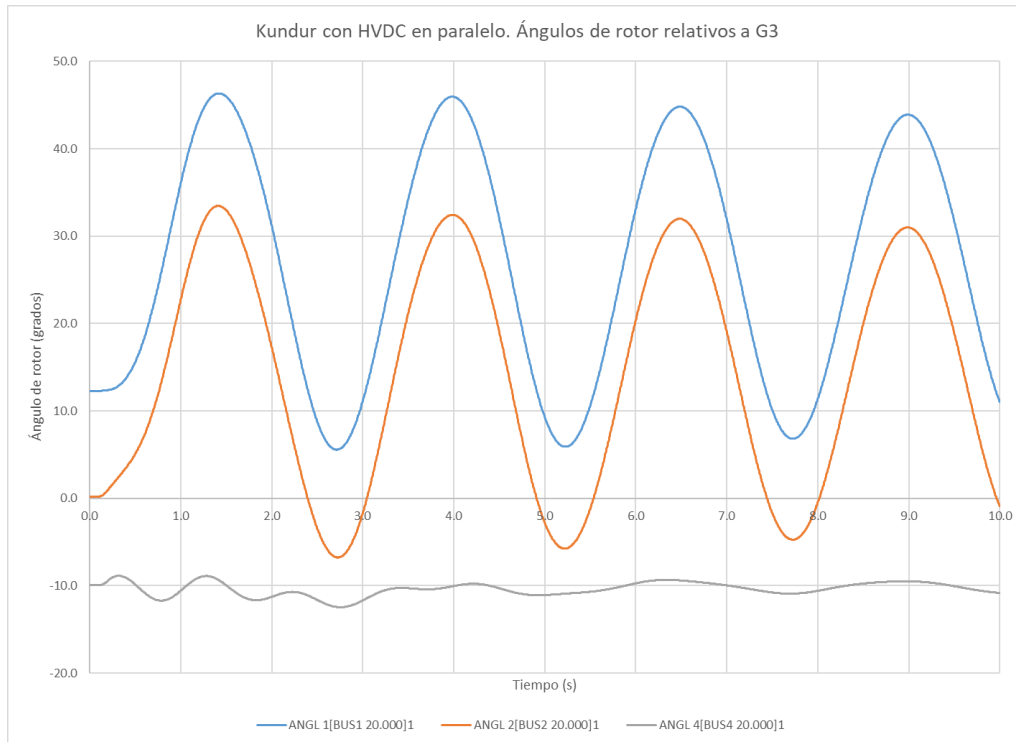


Fig. 46. Kundur con HVDC en paralelo. Ángulos de rotor relativos a generador 3 posterior a disparo de una línea CA 7-9, controlador activo.

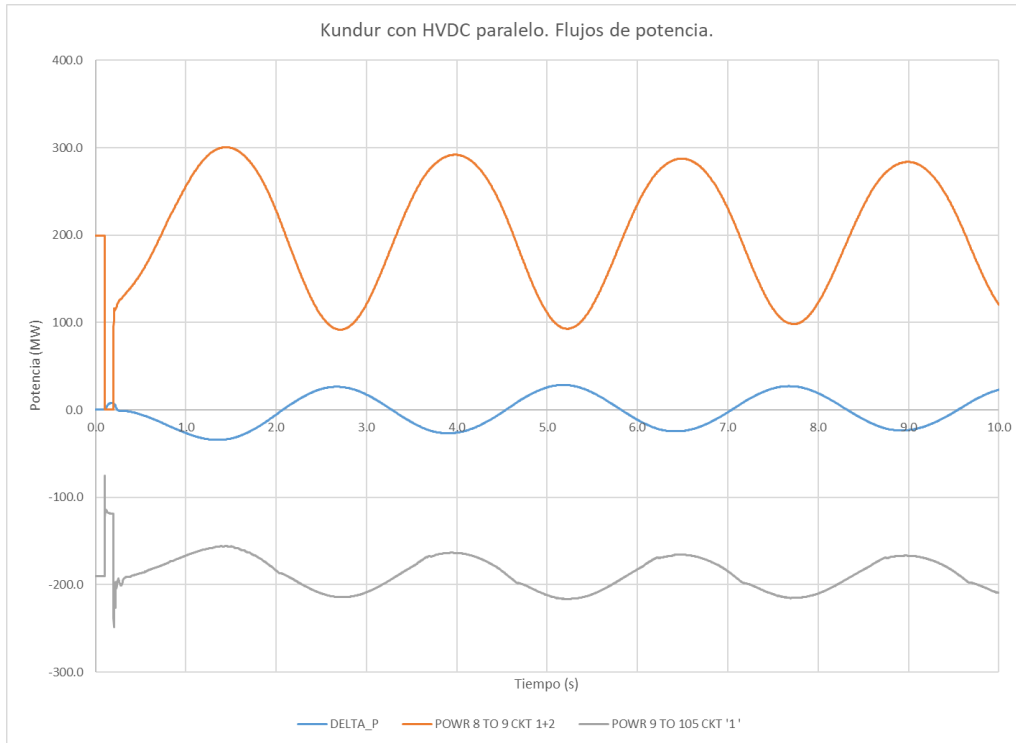


Fig. 47. Kundur con HVDC en paralelo. Flujos de potencia posterior a disparo de una línea CA 7-9, con controlador activado.

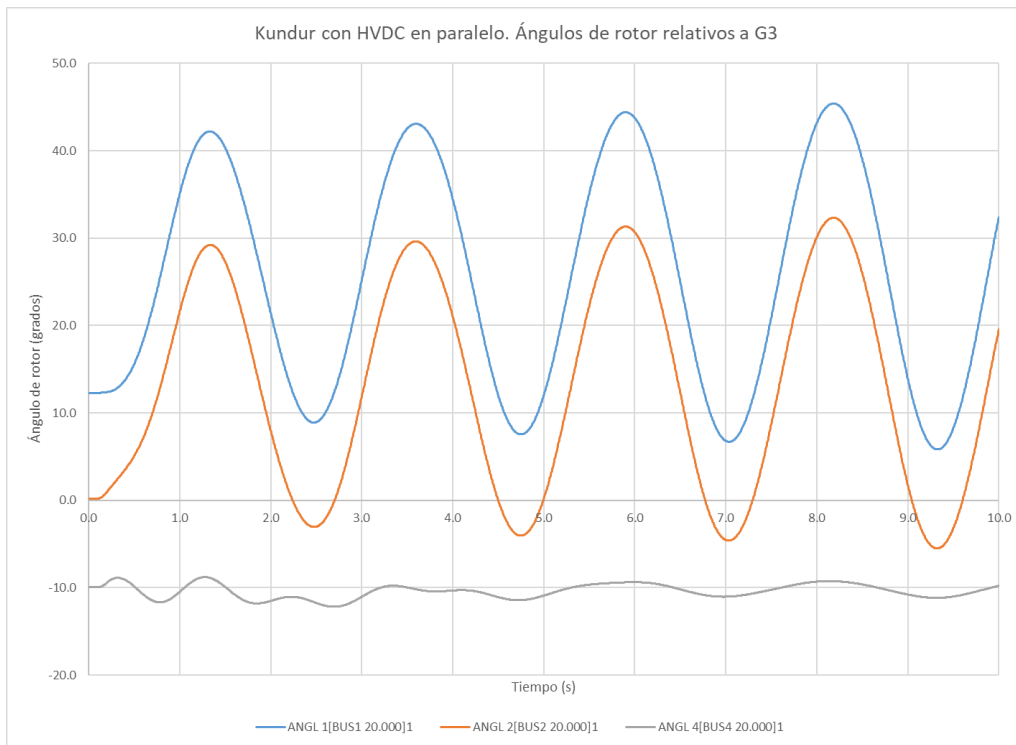


Fig. 48. Kundur con HVDC en paralelo. Ángulos de rotor relativos al generador 3 posterior a disparo de una línea CA 7-9, controlador deshabilitado.

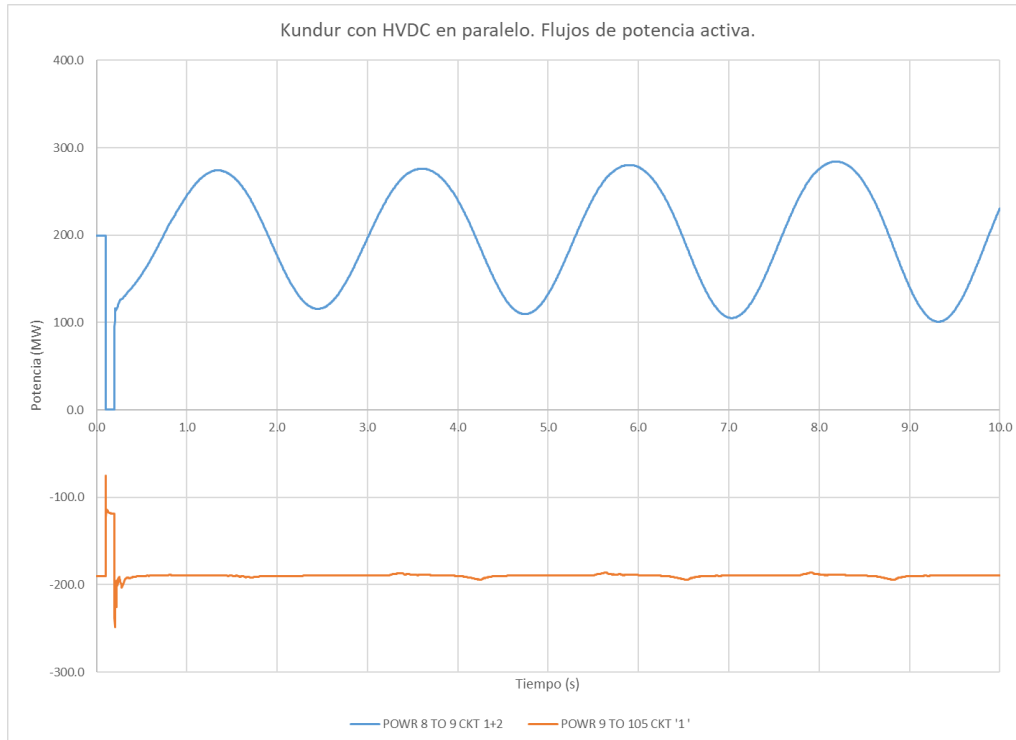


Fig. 49. Kundur con HVDC en paralelo. Flujos de potencia posterior a disparo de una línea CA 7-9, con controlador deshabilitado.

5.3.2 Sistema Kundur con áreas aisladas interconectadas por HVDC

En este caso de estudio se simuló un tiro de carga en el nodo 9 de 150 MW, lo cual se consideró un disturbio considerable para un sistema con 1400 MW de generación. En este caso igualmente se realizaron dos simulaciones, una con el controlador de frecuencia activado y otra con el controlador deshabilitado.

En ambos casos el área 2 llega a la estabilidad. Con el controlador deshabilitado, los ángulos de rotor de los generadores G3 y G4 del área afectada oscilan hasta llegar a un nuevo valor de diferencia angular, mientras que el área 1, al estar conectada de manera asincrónica mediante el enlace HVDC, no presenta perturbación. Esto refleja uno de los beneficios de los enlaces en Corriente Directa, el cual es que estos actúan como una barrera ante los disturbios de los sistemas que interconecta. Esto se muestra en la figura xx. En la simulación con el controlador de frecuencia activo, se puede apreciar en la diferencia angular de los generadores G1 y G2 del área 1 una oscilación entre ellos, debido a que la modulación de potencia activa toma energía del sistema vecino para mitigar la desviación de frecuencia del sistema afectado. El comportamiento de los ángulos de rotor de ambos sistemas en este caso se muestra en la figura.

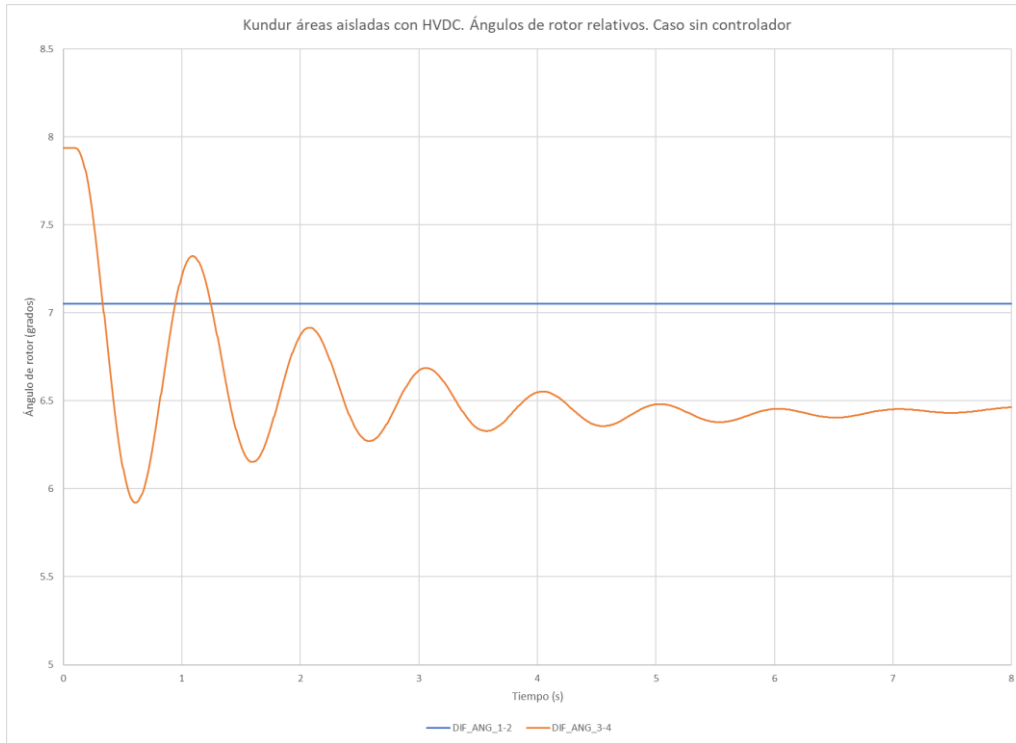


Fig. 50. Kundur áreas aisladas con HVDC. Ángulos de rotor relativos de áreas 1 y 2 posterior al tiro de carga de 150 MW en área 2, sin controlador.

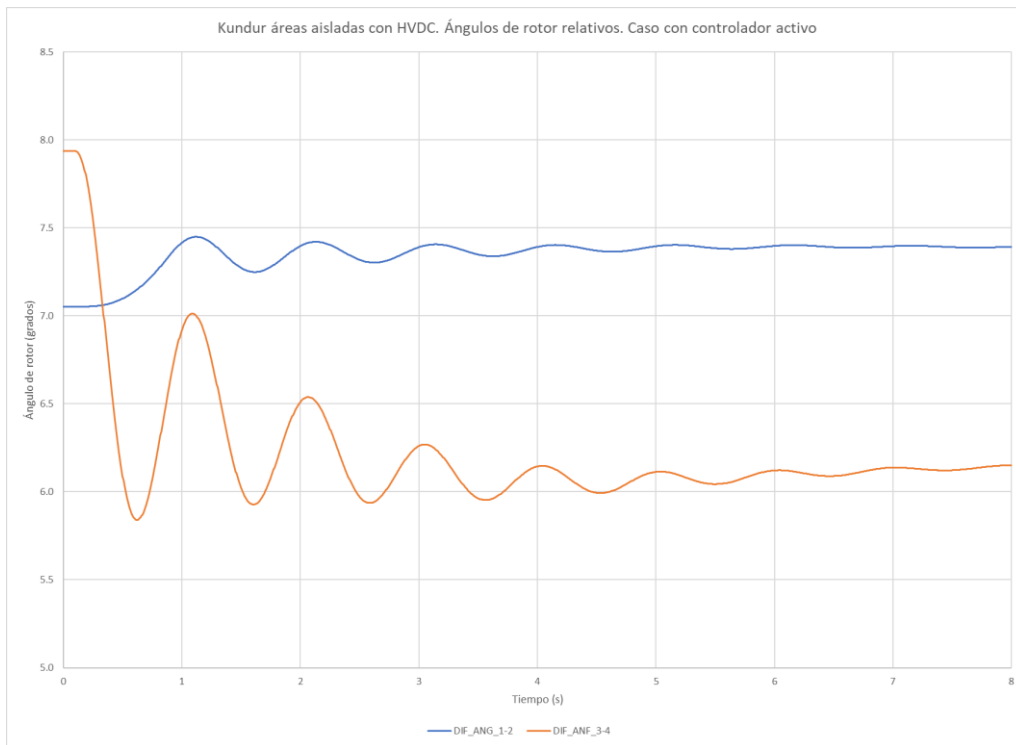


Fig. 51. Kundur áreas aisladas con HVDC. Ángulos de rotor relativos de áreas 1 y 2 posterior al tiro de carga de 150 MW en área 2, con modulación de potencia activa.

5.3.3 Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla simétrica en nodo 4045.

En este caso se simuló una falla trifásica transitoria en el nodo 4045, el cual está relativamente cerca del VSC 2. La falla dura 100 ms, la cual no genera disparo de ningún elemento cercano. Se realizaron dos simulaciones, una con el controlador de frecuencia activo y la otra con este mismo deshabilitado. Los ángulos de rotor relativos al generador del nodo 4072 (nodo de referencia) obtenidos son prácticamente los mismos en ambos casos, por lo que se verificó la modulación de potencia obtenida con el controlador activo. Se encontró que la respuesta del controlador es muy rápida (en $t_{k+2} = 10$ ms ya se tiene un valor diferente de cero), pero la amortiguación no es suficiente para apreciar el efecto en los ángulos de rotor en este caso. Esta respuesta se podría mejorar cambiando los parámetros del controlador de manera que la modulación de potencia sea mayor. Los resultados del caso con el controlador activo se muestran en las Fig. 52 y Fig. 53. Cabe señalar que esta misma falla se simuló en el sistema Nordic 32 antes de agregar la línea HVDC (Fig. 45), en la cual el sistema también es estable a la falla. Mientras que a los 15 segundos los ángulos de rotor en el caso con la línea HVDC ya se encuentran prácticamente en estado estable, en el caso con el sistema original aún se cuentan con pequeñas oscilaciones en ese mismo instante.

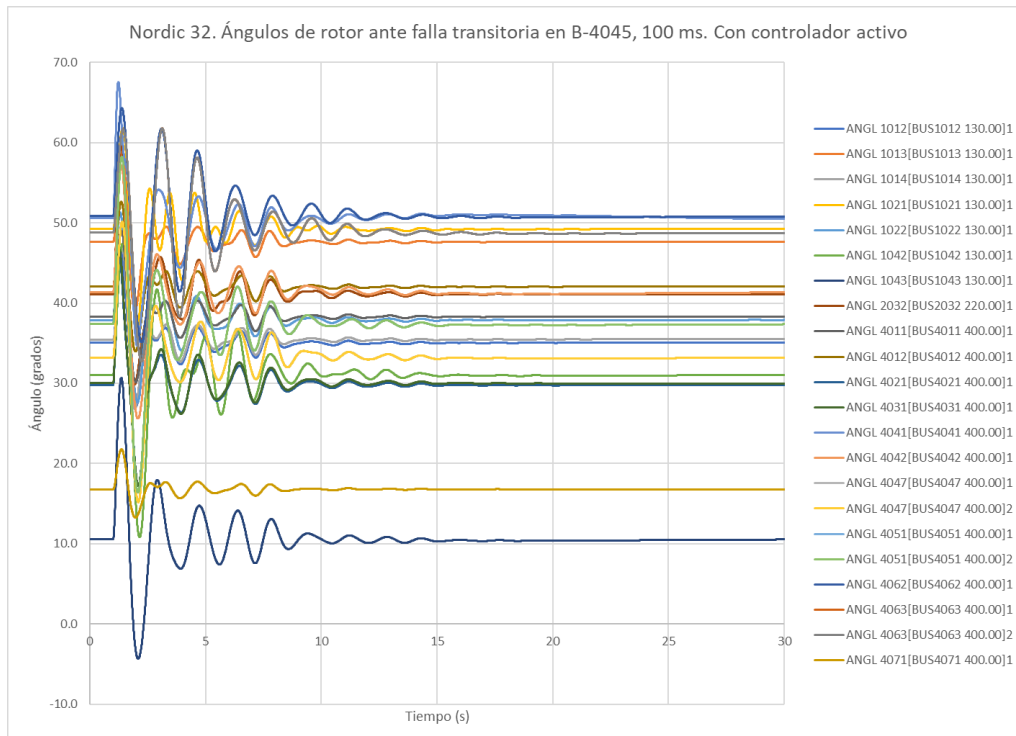


Fig. 52. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor relativos a generador en nodo 4072 posterior a falla simétrica de 100 ms en nodo 4045, controlador activo.

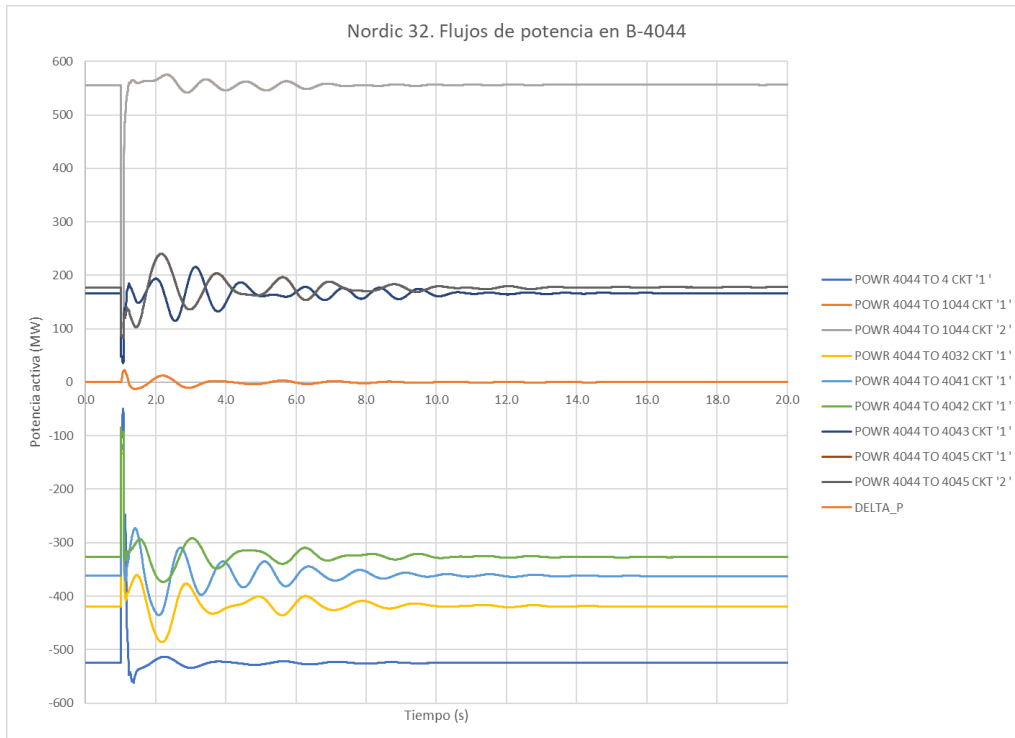


Fig. 53. Nordic 32 con HVDC. Flujos de potencia de líneas al nodo 4044 posterior a falla simétrica de 100 ms en nodo 4045, controlador activo.

5.3.4 Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla simétrica en nodo 4032

El nodo fallado en este caso de estudio está más alejado de la línea HVDC, esta falla afecta el corredor de transmisión de CA del área *North – Central*, y se seleccionó debido a que es una contingencia que se había realizado con anterioridad para validar el modelo de Nordic 32, por lo que a manera de comparación se realizó esta simulación con la adición de la línea HVDC. En este caso de estudio se realizó solamente con el controlador de frecuencia activo. En la figura Fig. 54 se muestran los ángulos de rotor de todos los generadores del sistema relativos al del nodo 4011.

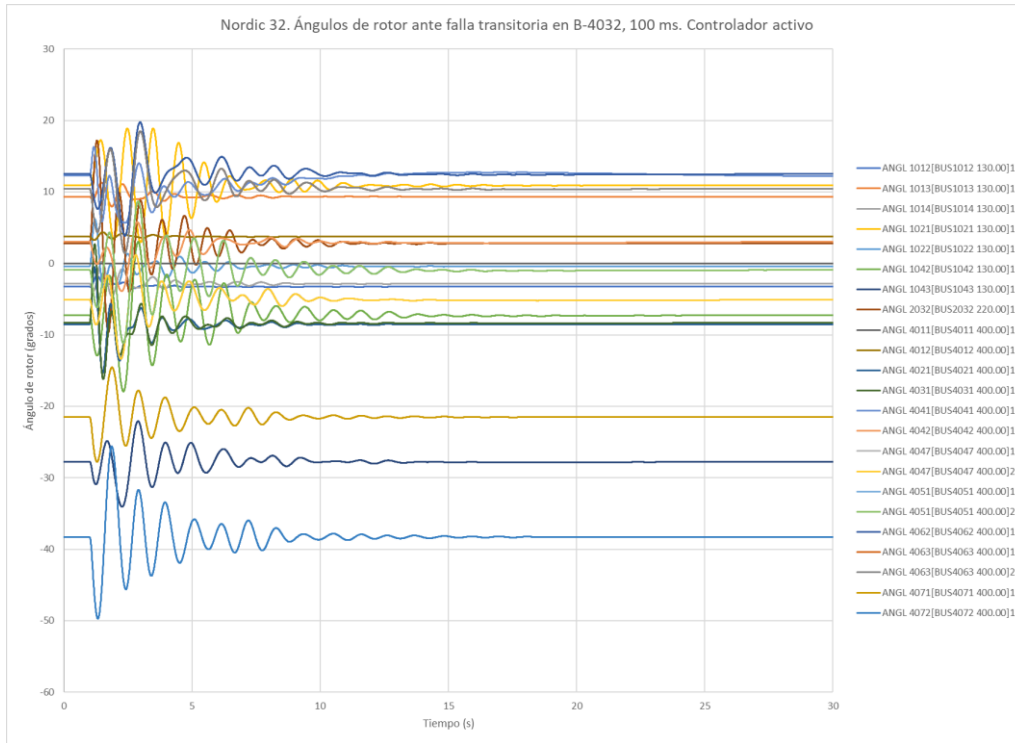


Fig. 54. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor relativos a generador en nodo 4011 posterior a falla transitoria en nodo 4032, 100 ms. Controlador de frecuencia activo.

La modulación de potencia del controlador ante esta falla se muestra en la Fig. 55. Al igual que en el caso anterior, esta respuesta durante un disturbio puede cambiar ajustando los parámetros en controlador. En la Fig. 56 se muestra una comparación del comportamiento del ángulo de rotor del generador en el nodo 4047 en el caso con HVDC y el caso original. Se aprecia que en el caso de estudio con HVDC y el controlador activado las oscilaciones del ángulo de rotor se amortiguan hasta llegar a un nuevo estado estable aproximadamente a los 15 segundos, mientras que en el caso original aún se presentan ciertas oscilaciones en el mismo instante.

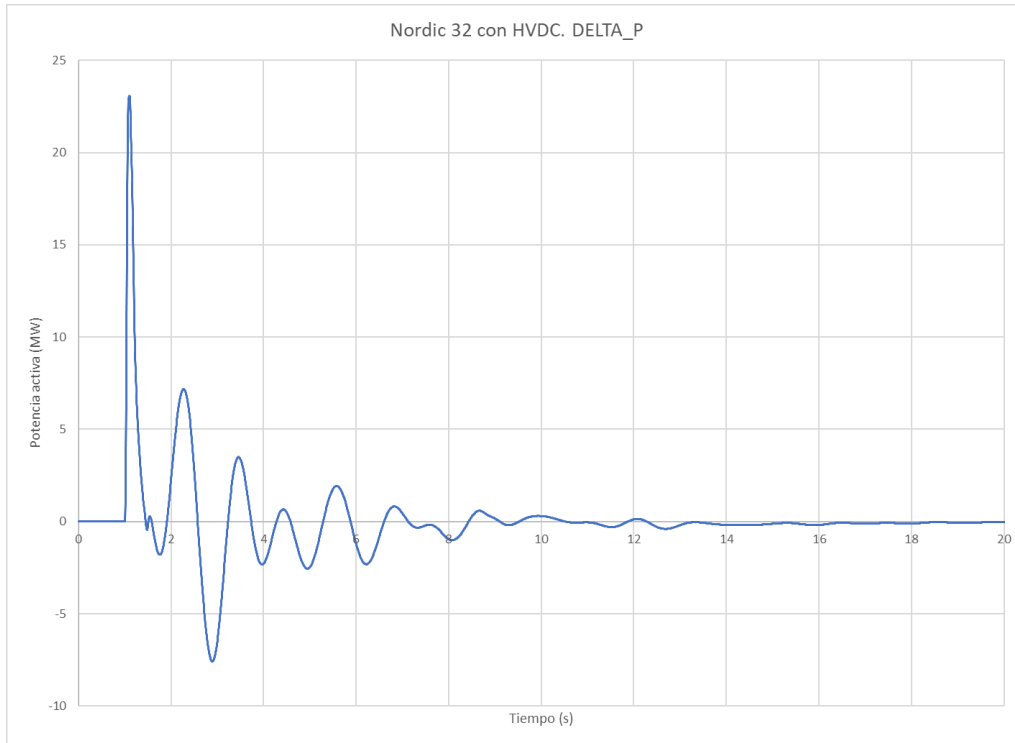


Fig. 55. Nordic 32 con HVDC. Modulación de potencia del controlador de la línea HVDC posterior a falla transitoria en nodo 4032, 100 ms.

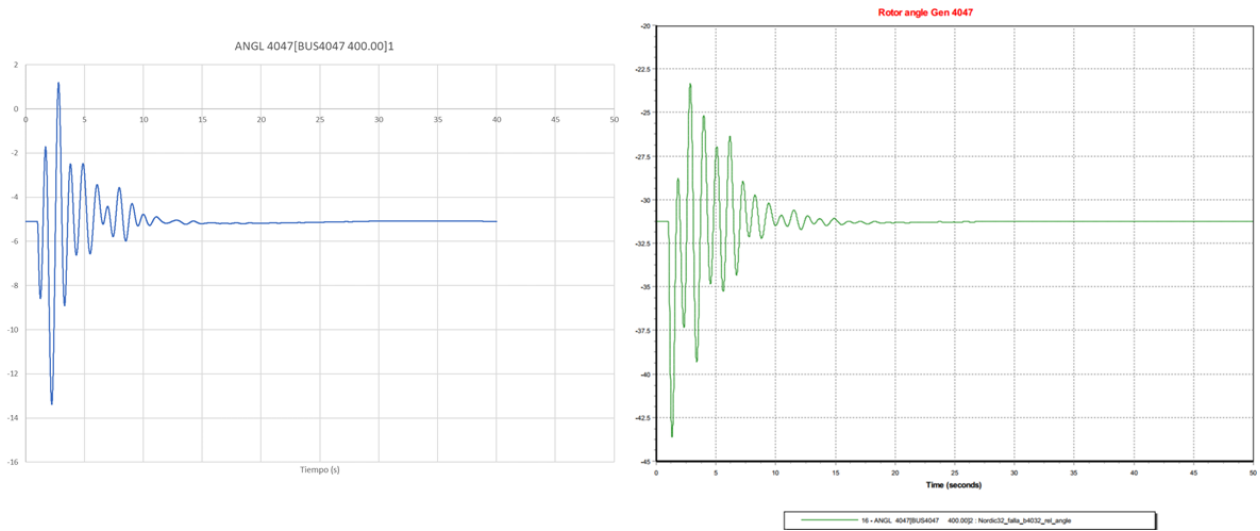


Fig. 56. Nordic 32. Comparación de ángulo de rotor de generador en nodo 4047 en caso con HVDC y modulación de potencia activa (izquierda) y el caso original sin HVDC (derecha).

5.3.5 Sistema Nordic 32 con HVDC. Falla en línea de Corriente Directa.

En este caso de estudio se simuló una falla a la mitad de la línea de Corriente Directa, la cual es liberada por los interruptores CA de ambos extremos de la línea, considerando un tiempo de deionización, recierre de interruptores CA y reinicio de convertidores. El caso de estudio es estable ante esta falla CD simulada, tal como se muestra en la Fig. 57.

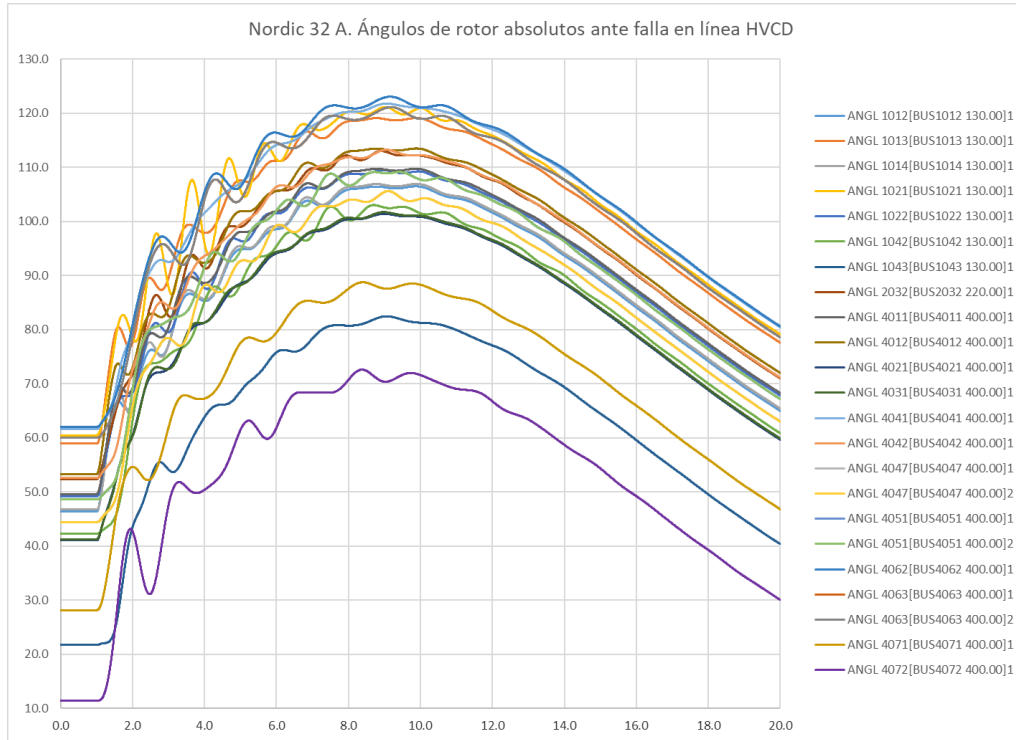


Fig. 57. Nordic 32 con HVDC. Ángulos de rotor absolutos posteriores a falla en línea HVDC, 100 ms.

Las variables en CD durante la falla indicando la secuencia de eventos se muestran en la Fig. 58.

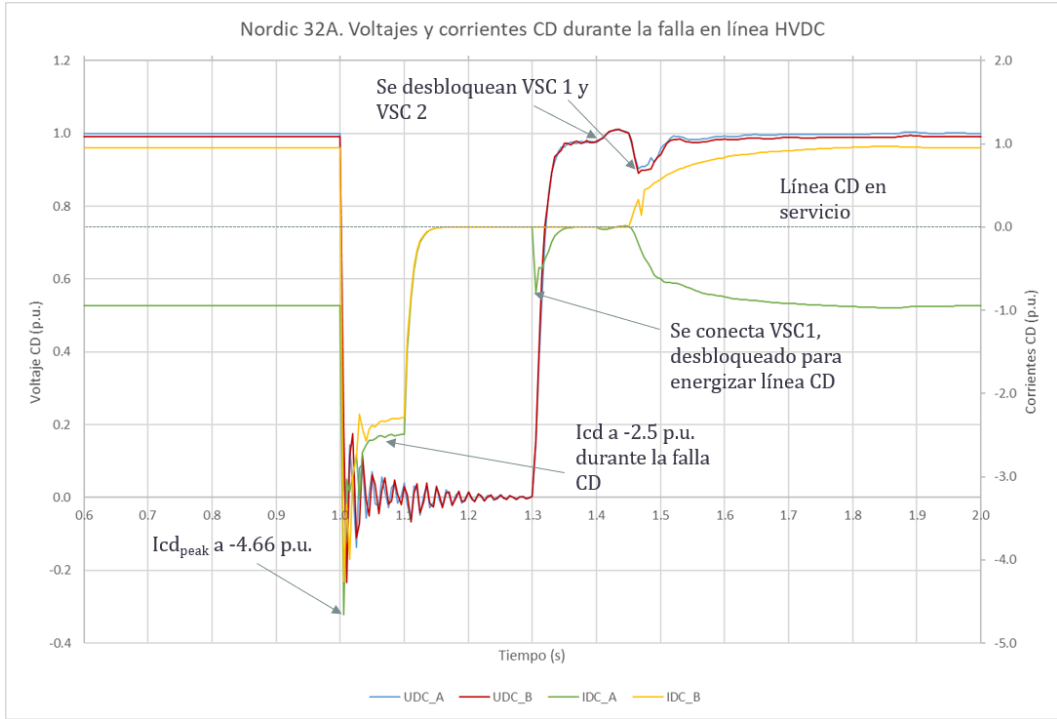


Fig. 58. Nordic 32 con HVDC. Voltajes y corrientes en CD posteriores a falla en línea HVDC.

6. Conclusiones y trabajo futuro

De acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas, se puede confirmar que los sistemas en Corriente Directa, como beneficio adicional a su aplicación principal, influyen de manera positiva a los sistemas eléctricos mejorando su estabilidad transitoria. El potencial de mejorar la estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos por modulación de la potencia activa con controladores suplementarios existe desde los sistemas HVDC basados en LCC, pero con los nuevos convertidores basados en VSC esta respuesta de los controladores es mucho más rápida, además de que se cuenta con la posibilidad de la modulación de la potencia reactiva, capacidad con la que no cuenta la tecnología convencional de HVDC.

La funcionalidad de mejora de la estabilidad transitoria mediante la modulación de potencia activa podría ser una buena opción para los proyectos a futuro que se tienen en México con HVDC, en especial en los sistemas de Corriente Directa basados en VSC tales como la Interconexión de Baja California al SIN y la Interconexión de BSC al SIN. Para que esto fuera posible, se requerirían diversos estudios para encontrar los parámetros óptimos para que el controlador de frecuencia del sistema HVDC opere de manera adecuada y segura. En el caso del proyecto de Interconexión Sureste – Peninsular, se podría analizar la opción de un controlador de oscilaciones de potencia, ya que en este caso la línea de Corriente Directa pertenecerá al mismo sistema interconectado.

Debido a las interacciones que ocurren entre los sistemas CA y CD, sobre todo en casos donde existe más de un enlace CD integrados en un solo sistema eléctrico, es importante usar herramientas de simulación para estudiar su comportamiento, ya sea en la etapa de planeación de la línea HVDC o en estudios posteriores a la instalación de ésta. En el caso de estudios de estabilidad transitoria, estabilidad de voltaje y dinámica de carga diaria se pueden utilizar modelos de HVDC tales como el escogido para este proyecto, o incluso uno más simplificado del tipo AVM, para integrarse con los modelos de red eléctrica existentes en las herramientas de simulación transitoria. En los casos donde se desee realizar un análisis de estabilidad transitoria con HVDC interconectando sistemas débiles, como puede ser el caso del proyecto de Interconexión de BCS al SIN, si es recomendado usar un modelo HVDC-VSC detallado tal como el utilizado en este proyecto, debido a las funcionalidades integradas tales como arranque negro y soporte a sistemas pasivos.

Debido al impacto que tiene la aportación dinámica de potencia reactiva de los VSC a los sistemas eléctricos se considera importante utilizar un modelo de HVDC basado en VSC para simulaciones en herramientas de simulación dinámica. Aún no se estandariza un modelo HVDC de VSC como su contraparte en LCC, pero existen propuestas para que en un futuro se acuerde un modelo genérico VSC [98].

También se recomienda aprovechar la funcionalidad que ofrece un controlador auxiliar para modular la potencia reactiva en los futuros proyectos de líneas HVDC en México. Actualmente se están estudiando el impacto positivo a la estabilidad transitoria que podría ofrecer una modulación de potencia reactiva [56]. El modelo utilizado en este trabajo basado en HVDC Light® tiene una entrada de modulación de potencia reactiva, la cual puede ser alimentada por un modelo de controlador definido por usuario, similar al que se utilizó en las simulaciones de esta tesis. De igual manera que con el controlador suplementario de frecuencia, si se desea utilizar un controlador auxiliar con salida de potencia reactiva para una futura línea HVDC, es primordial realizar estudios dinámicos con los parámetros correctos que concuerden con los controladores actuales del sistema eléctrico.

Hasta el momento, las fallas en el lado de CD aún son una debilidad de las líneas HVDC-VSC. Actualmente, la mayoría de las instalaciones HVDC-VSC en el mundo son por cable subterráneo o submarino. La única instalación conocida de HVDC basada en VSC con línea aérea es el enlace Caprivi, interconectando a Namibia y Zambia[99]. Debido a que las futuras líneas en HVDC-VSC en México están proyectadas con línea aérea como conductor, se debe considerar que se tiene poca experiencia operativa con esta configuración. El esquema de protección usando interruptores en CA con un ciclo de re-cierre se diseñó de acuerdo con las necesidades particulares de los sistemas africanos, por lo que si se opta por el conductor de línea aérea también se requerirá diseñar un esquema de re-cierre que sea compatible con los sistemas eléctricos que se interconectarán en México.

También se debe considerar que se han desarrollado nuevas topologías de VSC que tienen la capacidad de soportar y controlar las fallas en CD de manera similar a la tecnología convencional de LCC. Algunos arreglos de convertidores modulares multinivel (MMC) tienen esta funcionalidad y además son ofrecidos por los fabricantes de tecnología HVDC más conocidos.

Los estudios armónicos de sistemas eléctricos con HVDC no se realizaron en esta tesis por motivos de alcance. Sin embargo, cabe mencionar la importancia de efectuar dichos estudios en la planeación de una línea de transmisión CD en un sistema eléctrico, ya sea basada en tecnología LCC o VSC. Esto es debido a que sí pueden existir interacciones armónicas en los sistemas CA y CD, las cuales dependen en mayor medida, de los modos de oscilación del sistema eléctrico CA en particular. Para este tipo de estudios se requiere un modelo detallado del sistema HVDC que se planea instalar, que los modelos equivalentes de los sistemas eléctricos sean lo más fieles posible a los sistemas actuales y sus controles y una herramienta de simulación para estudios EMT.

Como trabajo futuro se recomienda:

- Construir modelos simplificados de áreas del SEN en las que se instalarán sistemas HVDC basados en VSC:
 - Modelo actualmente en construcción: Sistema BC conectado con línea HVDC-VSC al SIN (nodos Mexicali – Hermosillo)
 - Modelo propuesto: Sistemas de BCS conectados con línea HVDC-VSC multiterminal al SIN (nodos La Paz – Mulegé – Hermosillo)

- Implementar modelo de línea HVDC basada en VSC con modelo de librería PSS/E®
 - Modelo propuesto: HVDCPLU1, basado en HVDC Plus® de SIEMENS™

- Analizar casos de estudio de sistemas eléctricos con HVDC aplicando contingencias sencillas severas en las que un sistema HVDC no sea capaz de mejorar la estabilidad transitoria.

Bibliografía

- [1] SENER, “Prospectiva de Energías Renovables 2017-2031,” 2017.
- [2] T. Kovaltchouk, V. Debusschere, S. Bacha, M. Fiacchini, and M. Alamir, “Assessment of the impact of frequency containment control and synthetic inertia on intermittent energies generators integration,” in *2016 Eleventh International Conference on Ecological Vehicles and Renewable Energies (EVER)*, 2016, pp. 1–8.
- [3] A. Ulbig, T. S. Borsche, and G. Andersson, “Impact of low rotational inertia on power system stability and operation,” in *IFAC Proceedings Volumes (IFAC-PapersOnline)*, 2014.
- [4] M. Dreidy, H. Mokhlis, and S. Mekhilef, “Inertia response and frequency control techniques for renewable energy sources: A review,” *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 69, pp. 144–155, Mar. 2017.
- [5] ABB, “Introducing HVDC,” 2015.
- [6] D. Jovcic and K. Ahmed, *High voltage direct current transmission : converters, systems and DC grids*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2015.
- [7] SENER, “Programa de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional,” *Secr. Energía*, p. 380, 2017.
- [8] E. W. Kimbark, *Direct Current Transmission, Volume 1*. Wiley, 1971.
- [9] S. Cole, “Steady-State and Dynamic Modelling of VSC HVDC Systems for Power System Simulation,” Katholieke Universiteit Leuven, Arenberg Doctoraatschool Wetenschap & Technologie, 2010.
- [10] A. Moglestue, “ABB Review: 60 años de HVDC,” 2014.
- [11] V. K. Sood, “HVDC Transmission Systems - Past, Present and Future.” IEEE Madras, 2006.
- [12] C. Silfvenius, “The very first IEEE Milestone in Sweden – ‘Gotland HVDC link, 1954’ awarded to ABB and Vattenfall | IEEE Sweden,” *IEEE*. [Online]. Available: <http://sites.ieee.org/sweden/2017/05/20/the-very-first-ieee-milestone-in-sweden-gotland-hvdc-link-1954-awarded-to-abb-and-vattenfall/>. [Accessed: 30-May-2018].
- [13] CIGRÉ B4, “Compendium of all HVDC projects 2009.” [Online]. Available: <http://b4.cigre.org/Publications/Other-Documents/Compendium-of-all-HVDC-projects>. [Accessed: 30-May-2018].
- [14] Transpower New Zealand Ltd, “HVDC Pole 3 inter-island link project FACT SHEET,” 2010.
- [15] K. R. Padiyar, *HVDC Power Transmission Systems*. New Age International, 2017.
- [16] C.-K. Kim, V. K. Sood, G.-S. Jang, and S.-J. Lee, *HVDC Transmission: Power Conversion Applications in Power Systems*. JOHN WILEY & SONS INC, 2009.
- [17] S. Cole and R. Belmans, “Transmission of bulk power,” *IEEE Ind. Electron. Mag.*, vol. 3, no. 3, pp. 19–24, 2009.
- [18] H. W. Heng Wang and K.-W. M. Kwok-Wai Ma, “IGBT technology for future high-power vsc-hvdc applications,” in *12th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2016)*, 2016, p. 105 (6 .)-105 (6 .).
- [19] E. Acha, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-Pérez, and C. Angeles-Camacho, *FACTS: Modelling and Simulation in Power Networks*. Chichester, UK: John Wiley & Sons, Ltd, 2004.

- [20] R. Rudervall and J. Johansson, "Interconexión de sistemas eléctricos con HVDC," 2003, pp. 24–26.
- [21] J. Qin, "High-Voltage Direct Current (HVDC) Transmission Systems Based on Modular Multilevel Converters." ITESM, Jornada Académica de HVDC, Ciudad de México, 2017.
- [22] C. M. Davis, J. D. Weber, and K. Johnson, "Circulating MW and Mvar flows in large systems," in *41st North American Power Symposium*, 2009, pp. 1–6.
- [23] S. Stoft, *Power system economics : designing markets for electricity*. IEEE Press, 2002.
- [24] R. Teixeira Pinto, "Multi-Terminal DC Networks: System Integration, Dynamics and Control," TU Delft, 2014.
- [25] L. Tang, "HVDC Technologies & ABB Experience DOE Workshop – Applications for High-Voltage Direct Current Transmission Technologies," in *DOE Workshop – Applications for High-Voltage Direct Current Transmission Technologies*, 2013.
- [26] J. Arrillaga, Y. H. Liu, and N. R. Watson, *Flexible Power Transmission: The HVDC Options*. Wiley, 2007.
- [27] SIEMENS AG Energy Sector, "High Voltage Direct Current Transmission - Proven Technology for Power Exchange," 2011.
- [28] ABB, "HVDC Light. It's time to connect," 2017.
- [29] W. F. Long *et al.*, "Application aspects of multiterminal {DC} power transmission," *{IEEE} Trans. Power Deliv.*, vol. 5, no. 4, pp. 2084–2098, 1990.
- [30] D. Van Hertem and M. Ghandhari, "Multi-terminal {VSC} {HVDC} for the European supergrid: Obstacles," *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 14, no. 9, pp. 3156–3163, 2010.
- [31] N. Chaudhuri, B. Chaudhuri, and R. Majumder, *Multi-Terminal Direct-Current Grids: Modeling, Analysis, and Control*. JOHN WILEY & SONS INC, 2014.
- [32] M. P. Bahrman and B. K. Johnson, "The ABCs of HVDC transmission technologies," *IEEE Power Energy Mag.*, vol. 5, no. 2, pp. 32–44, 2007.
- [33] IEEE, *IEEE Std 1204-1997 Guide for Planning DC Links Terminating at AC Locations Having Low Short-Circuit Capacities*. 1997.
- [34] J. R. Svensson, "Transporte eficiente de electricidad con HVDC Light ®," Vasteras, 2016.
- [35] ABB, "References | Gotland HVDC Light." [Online]. Available: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/gotland-hvdc-light>. [Accessed: 30-May-2018].
- [36] CIGRE Working Group B4.37, "VSC Transmission," 2005.
- [37] S. Dodds, B. Railing, K. Akman, B. Jacobson, T. Worzyk, and B. Nilsson, "HVDC VSC (HVDC light) transmission – operating experiences Background -The Voltage Source Converter," *CIGRE*, 2010.
- [38] CIGRE Working Group B4.46, "Voltage Source Converter (VSC) HVDC for Power Transmission - Economic Aspects and Comparison with other AC and DC Technologies," 2012.
- [39] F. Nobre, "HVDC Systems – Applications and Benefits," in *X JORNADAS TÉCNICAS - ABB EN CHILE*, 2017.
- [40] R. Marquardt, "Modular Multilevel Converter: An universal concept for HVDC-Networks and extended DC-Bus-applications," in *The 2010 International Power Electronics Conference - ECCE ASIA -*, 2010, pp. 502–507.
- [41] T. Eriksson, M. Backman, and S. Halén, "A low loss mechanical HVDC breaker for HVDC Grid

- applications,” in *CIGRÉ 2014 B4-303*, 2014.
- [42] Z. He and S. Di, “GEIRI HVDC Technology Overview.” ITESM, Jornada Académica de HVDC, Ciudad de México, 2017.
- [43] P. Rault, “Modélisation Dynamique et Commande des Réseaux à Courant Continu Multi-Terminaux Haute Tension,” Ecole Centrale de Lille, 2014.
- [44] Y. Jiang-Hafner, M. Hyttinen, and B. Paajarvi, “On the short circuit current contribution of HVDC Light,” in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition: Asia Pacific*, 2002, vol. 3, pp. 1926–1932.
- [45] S. G. Johansson, L. Carlsson, and G. Russberg, “Explore the power of HVDC Light® - a web based system interaction tutorial,” in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, pp. 485–488.
- [46] M. Davies, M. Dommaschk, J. Dorn, J. Lang, D. Retzmann, and D. Soerangr, “HVDC PLUS – Basics and Principle of Operation,” 2011.
- [47] R. Marquardt, “Modular Multilevel Converter topologies with DC-Short circuit current limitation,” in *8th International Conference on Power Electronics - ECCE Asia*, 2011, pp. 1425–1431.
- [48] L. Zhang *et al.*, “Modeling, control, and protection of modular multilevel converter-based multi-terminal HVDC systems: A review,” *CSEE J. Power Energy Syst.*, vol. 3, no. 4, pp. 340–352, 2017.
- [49] N. Kirby and J. L. Coullon, “Optimizing the availability of HVDC systems via effective Asset Management,” in *CIGRE Canada Conference*, 2015, no. August.
- [50] P. Lundberg, A. Gustafsson, and M. Jeroense, “Recent advancements in HVDC VSC systems HVDC and Power Electronics technology and development,” in *CIGRÉ Lund 2015*, 2015, vol. 30, no. 1, pp. 1–10.
- [51] ABB, “Special Report 60 years of HVDC,” 2014.
- [52] V. Sood and H. Patel, “Comparison between direct and vector control strategy for VSC-HVDC system in EMTP-RV,” in *2010 Joint International Conference on Power Electronics, Drives and Energy Systems & 2010 Power India*, 2010, pp. 1–6.
- [53] F. M. Gonzalez-Longatt and J. Luis Rueda, *PowerFactory Applications for Power System Analysis*. 2014.
- [54] K. Shinoda, X. Guillaud, S. Bacha, A. Benchaib, and B. Francois, “Modelling of a VSC-based multi-terminal HVDC network for dynamic stability analysis,” *COMPEL - Int. J. Comput. Math. Electr. Electron. Eng.*, vol. 36, no. 1, pp. 240–257, 2017.
- [55] J. Peralta, S. Denetiere, and J. Mahseredjian, “Average-value Models for the Simulation of VSC-HVDC Transmission Systems,” in *CIGRE Bologna: The Electric Power System of the Future: Integrating Supergrids and Microgrids*, 2011.
- [56] J. Renedo, A. Garcia-Cerrada, and L. Rouco, “Reactive-Power Coordination in VSC-HVDC Multi-Terminal Systems for Transient Stability Improvement,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 32, no. 5, pp. 3758–3767, 2017.
- [57] F. D. Bianchi, J. L. Domínguez-García, and O. Gomis-Bellmunt, “Control of multi-terminal HVDC networks towards wind power integration: A review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2016.
- [58] ABB, “References | Railroad DC Tie (Sharyland).” [Online]. Available: [https://new.abb.com/systems/hvdc/references/railroad-dc-tie-\(sharyland\)](https://new.abb.com/systems/hvdc/references/railroad-dc-tie-(sharyland)). [Accessed: 30-May-2018].

- [59] ABB, “References | Eagle Pass.” [Online]. Available: <https://new.abb.com/systems/hvdc/references/eagle-pass>. [Accessed: 30-May-2018].
- [60] SENER, “Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2017-2031,” pp. 2017–2031, 2017.
- [61] SENER, “Programa de Ampliación y Modernización de la RNT y RGD 2016-2030,” 2016.
- [62] BANOBRAS, “716 Interconexión del Sistema Eléctrico de Baja California con el Sistema Interconectado Nacional,” 2018. [Online]. Available: http://www.proyectosmexico.gob.mx/proyecto_inversion/716-interconexion-del-sistema-electrico-de-baja-california-con-el-sistema-interconectado-nacional/. [Accessed: 07-May-2018].
- [63] P. Kundur *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability IEEE/CIGRE Joint Task Force on Stability Terms and Definitions,” *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 19, no. 3, pp. 1387–1401, Aug. 2004.
- [64] C. P. Steinmetz, “Power Control and Stability of Electric Generating Stations,” *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. XXXIX, no. 2, pp. 1215–1287, Jul. 1920.
- [65] P. Kundur, N. J. Balu, and M. G. Lauby, *Power System Stability and Control*. McGraw-Hill, 1994.
- [66] F. M. Gonzalez-Longatt, “Impact of emulated inertia from wind power on under-frequency protection schemes of future power systems,” *J. Mod. Power Syst. Clean Energy*, vol. 4, no. 2, pp. 211–218, Apr. 2016.
- [67] R. Jimenez-Betancourt, “Estabilidad de voltaje en Sistemas de Potencia: Uso de técnicas basadas en flujos de carga,” in *IEEE PES Escuela de verano de Potencia*, 2014.
- [68] K. Zhang, Y. Cui, Z. Yang, Y. Feng, Q. Zhang, and Y. Yu, “Analysis of the influence of synchronous condensers on receiving-end grid with multiinfeed HVDC,” in *2016 IEEE International Conference on Power System Technology (POWERCON)*, 2016, pp. 1–6.
- [69] H. Wang, “A Successful STATCOM Application in HVDC Power Transmission,” in *21st Conference of the Electric Power Supply Industry CEPSI*, 2016.
- [70] Y. Zhang and A. M. Gole, “Comparison of the transient performance of STATCOM and Synchronous condenser at HVDC converter stations,” *IET Conf. Proc.*, p. 096 (8.)-096 (8.)(1), 2015.
- [71] B. Pal and B. Chaudhuri, *Robust control in power systems*. Springer, 2005.
- [72] E. Araya-P., “Oscilaciones de Baja Frecuencia en los Sistemas de Potencia Debilmente Mallados,” *Ing. la Univ. Costa Rica*, vol. 6, no. 1, pp. 9–17, 1996.
- [73] R. L. Cresap and W. A. Mittelstadt, “Small-signal modulation of the pacific HVDC intertie,” *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. 95, no. 2, pp. 536–541, 1976.
- [74] D. Trudnowski *et al.*, “Initial closed-loop testing results for the pacific DC intertie wide area damping controller,” in *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, 2017, pp. 1–5.
- [75] J. Danielsson, S. Patel, J. Pan, and R. Nuqui, “Transmission Grid Reinforcement with Embedded VSC-HVDC,” in *CIGRE US National Committee 2015 Grid of the Future Symposium*, 2015.
- [76] P. M. (Paul M. . Anderson, A. A. (Abdel-A. A. . Fouad, and Institute of Electrical and Electronics Engineers., *Power system control and stability*. IEEE Press, 2003.
- [77] J. D. Glover, T. J. (Thomas J. Overbye, and M. S. Sarma, *Power system analysis & design*. .
- [78] M. Pertl, T. Weckesser, M. Rezkalla, and M. Marinelli, “Transient stability improvement : a review and comparison of conventional and renewable-based techniques for preventive and emergency control,” *Electr. Eng.*, 2017.

- [79] ABB, "FACTS Soluciones y Casos de Estudio," 2003.
- [80] J. Renedo Anglada, A. García Cerrada, and L. Rouco Rodríguez, "Mejora de la estabilidad transitoria de redes CA/CC con sistemas multiterminales de CC con convertidores fuente de tensión," in *Jornadas técnicas del Comité Nacional de CIGRÉ*, 2016.
- [81] M. Imhof, "Voltage Source Converter Based HVDC - Modelling and Coordinated Control to Enhance Power System Stability," ETH Zurich, 2015.
- [82] Y. Phulpin, J. Hazra, and D. Ernst, "Model predictive control of HVDC power flow to improve transient stability in power systems," in *2011 IEEE International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm)*, 2011, pp. 593–598.
- [83] L. M. Castro Gonzalez, *Modelling of Multi-terminal VSC-HVDC Links for Power Flows and Dynamic Simulations of AC/DC Power Networks*. Tampere University of Technology, 2016.
- [84] F. Gonzalez-Longatt, "Tutorial: Introduction to Transient Analysis using DlgSILENT PowerFactory." Manchester, 2009.
- [85] A. Pizano-Martinez, C. R. Fuerte-Esquivel, H. Ambriz-PÉrez, and E. Acha, "Modeling of VSC-Based HVDC Systems for a Newton-Raphson OPF Algorithm," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 22, no. 4, pp. 1794–1803, Nov. 2007.
- [86] J. L. Dineley and M. W. Kennedy, "Concept of synchronous generator stability," *Proc. Inst. Electr. Eng.*, vol. 111, no. 1, p. 95, 1964.
- [87] L. M. Castro and E. Acha, "A Unified Modeling Approach of Multi-Terminal VSC-HVDC Links for Dynamic Simulations of Large-Scale Power Systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 5051–5060, Nov. 2016.
- [88] CIGRE Working Group B4.57, "Guide for the Development of Models for HVDC Converters in a HVDC Grid," 2014.
- [89] B. Johnson, F. De Mello, and J. Undrill, "Comparing Fundamental Frequency and Differential Equation Representation of AC/DC," *IEEE Trans. Power Appar. Syst.*, vol. PAS-101, no. 9, pp. 3379–3384, Sep. 1982.
- [90] J. Peralta, H. Saad, and S. Denetiere, "Dynamic performance of average-value models for multi-terminal VSC-HVDC systems," in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–8.
- [91] H. Latorre, "Modeling and control of VSC-HVDC transmissions," Electrical Engineering, KTH Royal Institute of Technology, 2011.
- [92] P.-E. Björklund, J. Pan, C. Yue, and K. Srivastava, "A New Approach for Modeling Complex Power System Components in Different Simulation Tools," 2008.
- [93] P. Björklund, K. Srivastava, and W. Quaintance, "Hvdc Light® Modeling for Dynamic Performance Analysis," in *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, 2006, pp. 871–876.
- [94] J. Renedo, A. Garcia-Cerrada, and L. Ruoco, "Active power control strategies for transient stability enhancement of AC / DC grids with VSC-HVDC multi-terminal systems," *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, no. 6, pp. 4595–4604, 2016.
- [95] IEEE PES Task Force, "Test Systems for Voltage Stability Analysis and Security Assessment," 2015.
- [96] T. Van Cutsem and L. Papangelis, "Description, Modeling and Simulation Results of a Test System for Voltage Stability Analysis," 2013.

- [97] T. G. Magg, M. Manchen, E. Krige, E. Kandjii, R. Palsson, and J. Wasborg, "Caprivi Link HVDC Interconnector: Comparison Between Energized System Testing and Real-Time Simulator Testing," *CIGRE Conf. Paris - B4-107*, pp. 1--17, 2012.
- [98] S. Cole and R. Belmans, "A proposal for standard VSC HVDC dynamic models in power system stability studies," *Electr. Power Syst. Res.*, vol. 81, no. 4, pp. 967–973, Apr. 2011.
- [99] T. Magg, M. Manchen, E. Krige, J. Wasborg, and J. Sundin, "Connecting networks with VSC HVDC in Africa: Caprivi Link interconnector," in *IEEE Power and Energy Society Conference and Exposition in Africa: Intelligent Grid Integration of Renewable Energy Resources (PowerAfrica)*, 2012, pp. 1–6.

Anexo A

Ecuación de oscilación

El presente desarrollo de la ecuación de oscilación que determina la dinámica del rotor de un generador eléctrico en estudios de estabilidad transitoria es obtenido de la obra de Glover, Overbye y Sarma (2017).

Se considera un grupo turbina-generador unidos por una flecha como se muestra en la Fig. 59. La energía del vapor se le transfiere al rotor de la turbina, el generador recibe la potencia mecánica de la turbina (P_m) y entrega esta potencia al sistema en forma de potencia eléctrica (P_e). Al grupo turbina-generador se le considera como una sola masa girando a una velocidad ω_m en rad/s y caracterizada por un momento de inercia J (kg/m^2).

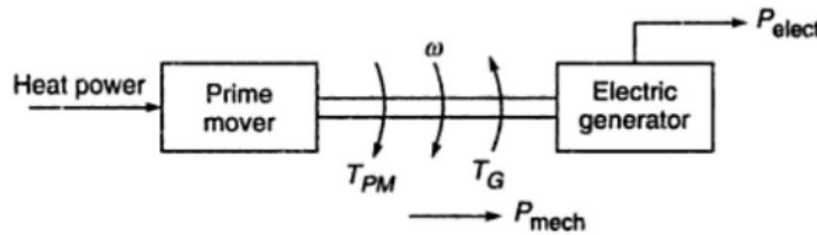


Fig. 59. Conversión de energía mecánica a eléctrica. En estado estable $P_m = P_e$.

El movimiento del rotor está determinado por la Segunda Ley de Newton:

$$J\alpha_m(t) = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (A. 1)$$

Donde J es el momento de inercia total de las masas en rotación, $kg \cdot m^2$

α_m = aceleración angular del rotor rad/s^2 ,

T_m = par mecánico que proporciona la turbina menos el par de pérdidas mecánicas, Nm

T_e = par eléctrico que representa la entrega de energía eléctrica trifásica total del generador más las pérdidas eléctricas, Nm

T_a = par de aceleración neto, Nm

También la aceleración angular del rotor se puede expresar por:

$$\alpha_m(t) = \frac{d\omega_m(t)}{dt} = \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} ; \quad \omega_m(t) = \frac{d\theta_m(t)}{dt} \quad (A. 2)$$

Donde ω_m es la velocidad angular del rotor, en rad/s , y θ_m es la posición angular del rotor con respecto a un eje estacionario, rad.

Bajo condiciones de estado estable, $T_a = 0$, lo que da por resultado una velocidad constante del rotor llamada velocidad síncrona, $\omega_{m,syn}$. Cuando $T_m > T_e$, T_a es positivo, lo que conlleva a que α_m sea también positiva, y se tiene una mayor velocidad del rotor.

Como es de interés la velocidad del rotor con respecto a la síncrona, es conveniente medir la posición angular del rotor con respecto a un eje giratorio de referencia que gira a la velocidad síncrona. Por lo tanto, se define:

$$\theta_m(t) = \omega_{m,syn}t + \delta_m(t) \quad (\text{A. 3})$$

Donde $\omega_{m,syn}$ es la velocidad angular síncrona del rotor en rad/s, y δ_m es la posición angular del rotor con respecto al eje giratorio de referencia, rad.

Por lo que la primera ecuación haciendo las debidas sustituciones se transforma en

$$J \frac{d^2\theta_m(t)}{dt^2} = J \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = T_m(t) - T_e(t) = T_a(t) \quad (\text{A. 4})$$

Ya que es conveniente trabajar en cantidades eléctricas en por unidad, se multiplica toda la ecuación anterior por $\omega_m(t)$ y se divide entre $S_{nominal}$

$$J \frac{\omega_m(t)}{S_{nominal}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = \frac{\omega_m(t)T_m(t) - \omega_m(t)T_e(t)}{S_{nominal}} = \frac{P_m(t) - P_e(t)}{S_{nominal}} = P_{m,pu}(t) - P_{e,pu}(t) \quad (\text{A. 5})$$

Donde $P_{m,pu}$ es la potencia mecánica, por unidad y $P_{e,pu}$ es la potencia eléctrica en por unidad.

También es conveniente trabajar con una constante de inercia normalizada, la cual es llamada constante H, que se define por:

$$H = \frac{\text{energía cinética a velocidad síncrona}}{\text{capacidad del generador en VA}} = \frac{\frac{1}{2}\omega^2_{m,syn}}{S_{nominal}}, \quad \text{en } \frac{\text{joules}}{\text{VA}} \text{ o } \frac{\text{p.u.}}{\text{s}} \quad (\text{A. 6})$$

Esta constante de inercia H cae por lo general entre 1 y 10 p.u./s. Sustituyendo esta constante H en la ecuación que se está analizando nos queda

$$2H \frac{\omega_m(t)}{\omega^2_{m,syn}} \frac{d^2\delta_m(t)}{dt^2} = P_{m,pu}(t) - P_{e,pu}(t) = P_{a,pu}(t) \quad (\text{A. 7})$$

Para un generador síncrono con P polos, la aceleración angular eléctrica α , la frecuencia eléctrica ω en radianes y el ángulo de potencia δ son:

$$\alpha(t) = \frac{P}{2}\alpha_m(t); \quad \omega(t) = \frac{P}{2}\omega_m(t); \quad \delta(t) = \frac{P}{2}\delta_m(t) \quad (\text{A. 8})$$

De igual manera $\omega_{m,syn} = \frac{P}{2}\omega_{m,syn}$

La velocidad angular se puede expresar en por unidad:

$$\omega_{p.u.}(t) = \frac{\omega_t}{\omega_{syn}} = \frac{\frac{2}{P} \omega(t)}{\frac{2}{P} \omega_{syn}} = \frac{\omega_m(t)}{\omega_{m,syn}}$$

Por lo que la ecuación de oscilación finalmente nos queda como:

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d^2 \delta(t)}{dt^2} = P_{mpu}(t) - P_{epu}(t) = P_{apu}(t) \quad (\text{A. 9})$$

Esta ecuación es fundamental para determinar la dinámica del rotor en estudios de estabilidad transitoria. La ecuación de oscilación es una ecuación diferencial de segundo orden no lineal, debido a que el término $P_{epu}(t)$ es una función no lineal de δ . De igual manera, el término $\omega(t)$ no es lineal. Este último término en algunas fuentes se convierte en por unidad, y en ocasiones hasta se desprecia considerándolo muy cercano a 1. Esto es debido a que, en la práctica, la velocidad del rotor no varía de manera significativa con respecto a la velocidad síncrona durante el transitorio.

Frecuentemente se le agrega a la ecuación de oscilación un término D que representa el par de amortiguamiento cuando el generador se desvía de la velocidad síncrona, siendo su valor proporcional a la desviación de velocidad. La constante D es normalmente cero o un valor entre 0 y 2.

Además de agregar el par de amortiguamiento, la ecuación de oscilación se puede reescribir como dos ecuaciones diferenciales de primer orden, lo cual es muy útil para facilitar su solución mediante métodos numéricos:

$$\frac{d\delta(t)}{dt} = \omega(t) - \omega_{syn} \quad (\text{A. 10})$$

$$\frac{2H}{\omega_{syn}} \omega_{p.u.}(t) \frac{d\omega(t)}{dt} = P_{mpu}(t) - P_{epu}(t) - \frac{D}{\omega_{syn}} \frac{d\delta(t)}{dt} \quad (\text{A. 11})$$

Anexo B

Archivos de MATLAB de Ejemplo 11.8 de Glover, Overbye y Sarma (2017)

Archivo mainTS.m

```
function [tResult,d1_f,d2_f,w1_f,w2_f]=mainTS_4
% MAIN del analisis transitorio del ejemplo 11.8 de Glover 6th ed
%
% La instruccion recomendada para correr este programa:
% >> [t,d1,d2,w1,w2]=mainTS_4;
%CONDICIONES INICIALES del ejemplo
clear
[Y11,Y12,Y22,~,~,Pm,~,Em,d]=cond_inic;
% Se definen intervalos de tiempo, la falla se cuenta a partir de t=0 y
% tc es el instante en que la falla se libera.
% T es el tiempo final de la simulacion
T=8.0;
tc=3*(1/60); % La falla dura 3 ciclos
%Matriz Ybus durante falla y postfalla
[Y11_f,Y11_pf] = Yb_mod(Y11);
% Valores iniciales
wsyn = 2.0*pi*60.0;
w0=wsyn;
x0=[d(1) w0 d(2) w0]; % Vector de condiciones iniciales
% Se inicializan vectores de resultados
tResult(1,1) = 0;
d1_f(1,1) = x0(1);
w1_f(1,1) = x0(2);
d2_f(1,1) = x0(3);
w2_f(1,1) = x0(4);
% Se define la funcion anonima para ODE 1
af1=@(t,x) SWING_ec_4(t,x,Pm,Em,Y11_f,Y12,Y22);
t1=[0 tc]; % rango de tiempo durante falla
options = odeset('RelTol',1e-5,'AbsTol',1e-7);
% ODE 1 (durante falla)
[t_11,x_11]=ode45(af1,t1,x0,options);
% Se almacenan valores
tResult = cat(1, tResult, t_11);
d1_f = cat(1, d1_f, x_11(:,1));
w1_f = cat(1, w1_f, x_11(:,2));
d2_f = cat(1, d2_f, x_11(:,3));
w2_f = cat(1, w2_f, x_11(:,4));
% Valores iniciales para ODE 2
x0_2=x_11(end,:);
% Se define la funcion anonima para ODE 2
af2=@(t,x) SWING_ec_4(t,x,Pm,Em,Y11_pf,Y12,Y22);
t2=[tc T]; % rango de tiempo postfalla
% ODE 2 (postfalla)
[t_22,x_22]=ode45(af2,t2,x0_2,options);
% Se almacenan valores
tResult = cat(1, tResult, t_22);
d1_f = cat(1, d1_f, x_22(:,1));
w1_f = cat(1, w1_f, x_22(:,2));
d2_f = cat(1, d2_f, x_22(:,3));
w2_f = cat(1, w2_f, x_22(:,4));
% Graficas
plot(tResult,d1_f,tResult,d2_f)
figure
plot(tResult,w1_f,tResult,w2_f)
end
```

Archivo cond_inic.m

```
function [y11,y12,y22,v,Im,pm,e,em,d]=cond_inic(~)
format shortG
yt1=3.7290-49.7203i;
yt2=7.4580-99.4406i;
yg1=0.0-20.0i;
yg2=0.0-40.0i;
y12=8.6987-1.0438i;
y13=0.7256-0.3628i;
y24=0.8928-9.9197i;
b24=0.0+0.86i;
y25=1.7855-19.8393i;
b25=0.0+0.44i;
y45=3.5711-39.6786i;
b45=0.0+0.22i;
% Se arma la matriz Ybus aumentada con 7 nodos (2 nodos extra de generacion)
% integrando las reactancias invertidas transitorias de generadores yg
% y las admitancias de cargas yl
y(1,1)=yt1+yg1;
y(1,5)=-yt1;
y(1,6)=-yg1;
y(2,2)=y25+y24+b25+b24+y12;
y(2,4)=-y24;
y(2,5)=-y25;
y(3,3)=yt2+yg2+y13;
y(3,4)=-yt2;
y(3,7)=-yg2;
y(4,2)=-y24;
y(4,3)=-yt2;
y(4,4)=y45+yt2+y24+b45+b24;
y(4,5)=-y45;
y(5,1)=-yt1;
y(5,2)=-y25;
y(5,4)=-y45;
y(5,5)=y45+y25+yt1+b25+b45;
y(6,1)=-yg1;
y(6,6)=yg1;
y(7,3)=-yg2;
y(7,7)=yg2;
% Se declaran las submatrices Y11, Y12 y Y22
y11=y(1:5,1:5);
y12=y(1:5,6:7);
y22=y(6:7,6:7);
% Se arma el vector de voltajes iniciales que nos arroja la solucion de flujos
v(1,1)=1.0+0.0i;
v(2,1)=0.90252-0.32457i;
v(3,1)=1.04997-0.007605i;
v(4,1)=1.03486-0.04853i;
v(5,1)=1.00199-0.07766i;
% Voltajes de maquina
v(6,1)=0.98175+0.19250i;
v(7,1)=1.08896+0.11592i;
e=v(6:7,:);
% Calculo de corrientes de inyeccion
% I=y*v;
Im=y12.*v(1:5,:)+y22*v(6:7,:);
pe(1)=real (e(1)*Im(1)');
pe(2)=real (e(2)*Im(2)');
pm=pe;
% Angulos de maquina
d(1)=angle(v(6));
d(2)=angle(v(7));
% Magnitud de voltajes de maquina
em(1)=abs(v(6));
em(2)=abs(v(7));
end
```

Archivo Yb_mod.m

```
function [yf,y_pf] = Yb_mod(yb)
% Aqui se modifican las Ybus durante falla y postfalla
% Se reescriben datos de red para utilizarse en caso de librar elemento
% format shortG
% yt1=3.7290-49.7203i;
% yt2=7.4580-99.4406i;
% yg1=0.0-20.0i;
% yg2=0.0-40.0i;
% yl2=8.6987-1.0438i;
% yl3=0.7256-0.3628i;
% y24=0.8928-9.9197i;
% b24=0.0+0.86i;
% y25=1.7855-19.8393i;
% b25=0.0+0.44i;
% y45=3.5711-39.6786i;
% b45=0.0+0.22i;
% FALLA EN NODO 4
% Se hace un corto poniendo una admitancia muy grande en Yb(4,4)
yf=yb;
yf(4,4)=yf(4,4)+(-2e5i);
% EN CASO DE CAMBIO EN RED (EJ. ABRIR LT) SE USA UNA Ybus postfalla
% SI LA FALLA SE LIBRA SOLA se deja solo la sig. instruccion
y_pf=yb;
% EJ. Se libra LT 2-4
% y_pf(2,2)=y_pf(2,2) - y24 - b24;
% y_pf(4,4)=y_pf(4,4) - y24 - b24;
% y_pf(2,4)=y_pf(2,4) + y24;
% y_pf(4,2)=y_pf(4,2) + y24;
end
```

Archivo SWING_ec.m

```
function dx = SWING_ec_4(t,x,Pm,Em,y11,y12,y22)
% Se presentan las ecuaciones diferenciales para el calculo de la
% estabilidad transitoria en una red de 5 nodos.
% Constantes en ecuaciones diferenciales
wsyn = 2.0*pi*60.0;
H1 = 5.0*4; % Cambio de base de maquina 1 a Sbase 400/100
H2 = 5.0*8; % Cambio de base de maquina 2 a Sbase 800/100
D1 = 1.0*4; % Mismo caso para las constantes D1
D2 = 1.0*8; % y D2
% Calculo de Pelec
e(1,1)=Em(1)*cos(x(1))+1.0i*(Em(1)*sin(x(1)));
e(2,1)=Em(2)*cos(x(3))+1.0i*(Em(2)*sin(x(3)));
% Calculo de voltajes de nodo
vn=-y11^-1*y12*e;
% Calculo de corriente de inyeccion
Im=y12.*vn+y22*e;
% Calculo de potencias Pe1 y Pe2
Pe(1)=real(e(1)*conj(Im(1)));
Pe(2)=real(e(2)*conj(Im(2)));
% Potencias de aceleracion
Pa(1) = Pm(1) - Pe(1);
Pa(2) = Pm(2) - Pe(2);
% Ecuaciones de oscilacion
dx = [x(2)-wsyn
      (Pa(1)*wsyn - D1*(x(2)-wsyn))/(2*H1*(x(2)/wsyn))
      x(4)-wsyn
      (Pa(2)*wsyn - D2*(x(4)-wsyn))/(2*H2*(x(4)/wsyn))];
end
```

Anexo C

Archivos de casos de estudio

Para ambos sistemas se omite el modelo de flujos de potencia y dinámico de HVDC Light® por cuestiones de confidencialidad.

Archivo Kundur_MLJ.raw

```
0, 100.00, 32, 0, 1, 50.00 / PSS(R)E 32 RAW created by rawd32 WED, MAY 2 2018 22:02
FOUR MACHINE KUNDUR SYSTEM
POWER FLOW CONTROL
1,'BUS1 ', 20.0000,2, 1, 1, 1,1.02000, 26.7825
2,'BUS2 ', 20.0000,2, 1, 1, 1,1.02000, 16.7768
3,'BUS3 ', 20.0000,3, 2, 1, 1,1.02000, 0.0000
4,'BUS4 ', 20.0000,2, 2, 1, 1,1.01000, -10.4183
5,'BUS5 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,1.00198, 20.2264
6,'BUS6 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,0.98228, 10.0886
7,'BUS7 ', 230.0000,1, 1, 1, 1,0.96496, 1.7506
8,'BUS8 ', 230.0000,1, 3, 1, 1,0.94949, -12.0376
9,'BUS9 ', 230.0000,1, 2, 1, 1,0.96891, -25.6460
10,'BUS10 ', 230.0000,1, 2, 1, 1,0.98066, -17.1842
11,'BUS 11 ', 230.0000,1, 2, 1, 1,1.00094, -6.7422
0 /End of Bus data, Begin Load data
7,'1 ',1, 1, 1, 967.000, 100.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1
9,'1 ',1, 2, 1, 1767.000, 100.000, 0.000, 0.000, 0.000, 0.000, 1,1
0 /End of Load data, Begin Fixed shunt data
7,'1 ',1, 0.000, 200.000
9,'1 ',1, 0.000, 350.000
0 /End of Fixed shunt data, Begin Generator data
1,'1 ', 700.000, 150.361, 9999.000, -9999.000,1.02000, 0, 900.000, 2.50000E-3, 2.50000E-1,
0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
2,'1 ', 700.000, 271.713, 900.000, -900.000,1.02000, 0, 900.000, 2.50000E-3, 2.50000E-1,
0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
3,'1 ', 719.035, 158.994, 900.000, -900.000,1.02000, 0, 900.000, 2.50000E-3, 2.50000E-1,
0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
4,'1 ', 700.000, 219.127, 900.000, -900.000,1.01000, 0, 900.000, 2.50000E-3, 2.50000E-1,
0.00000E+0, 0.00000E+0,1.00000,1, 100.0, 9999.000, -9999.000, 1,1.0000
0 /End of Generator data, Begin Branch data
5, 6,'1 ', 2.50000E-3, 2.50000E-2, 0.04375, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
6, 7,'1 ', 1.00000E-3, 1.00000E-2, 0.01750, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
7, 8,'1 ', 1.10000E-2, 1.10000E-1, 0.19250, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
7, 8,'2 ', 1.10000E-2, 1.10000E-1, 0.19250, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
8, 9,'1 ', 1.10000E-2, 1.10000E-1, 0.19250, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
8, 9,'2 ', 1.10000E-2, 1.10000E-1, 0.19250, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
9, 10,'1 ', 1.00000E-3, 1.00000E-2, 0.01750, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
10, 11,'1 ', 2.50000E-3, 2.50000E-2, 0.04375, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
0.00000, 0.00000,1,1, 0.00, 1,1.0000
0 /End of Branch data, Begin Transformer data
```

```

1, 5, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, ' ', 1,
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.66700E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 900.00, 900.00, 900.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 999,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
2, 6, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, ' ', 1,
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.66700E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 900.00, 900.00, 900.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 999,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
11, 3, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, ' ', 1,
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.66700E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 900.00, 900.00, 900.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 999,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
10, 4, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, ' ', 1,
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.66700E-2, 100.00
1.00000, 0.000, 0.000, 900.00, 900.00, 900.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 999,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
0 /End of Transformer data, Begin Area interchange data
0 /End of Area interchange data, Begin Two-terminal dc line data
0 /End of Two-terminal dc line data, Begin VSC dc line data
0 /End of VSC dc line data, Begin Impedance correction table data
0 /End of Impedance correction table data, Begin Multi-terminal dc line data
0 /End of Multi-terminal dc line data, Begin Multi-section line data
0 /End of Multi-section line data, Begin Zone data
0 /End of Zone data, Begin Inter-area transfer data
0 /End of Inter-area transfer data, Begin Owner data
0 /End of Owner data, Begin FACTS device data
0 /End of FACTS device data, Begin Switched shunt data
0 /End of Switched shunt data, Begin GNE device data
0 /End of GNE device data
Q

```

Archivo Kundur MLJ.dyr

```

1 'GENROE' 1 8.000000 0.030000 0.400000 0.050000 6.500000 0.000000 1.800000
1.700000 0.300000 0.550000 0.250000 0.200000 0.039200 0.267200 /
1 'ESST1A' 1 1 1 0.01 99 -99 1 10 1 1 200 0 4 -4 4 -4 0 0 1 0 3 /
2 'GENROE' 1 8.000000 0.030000 0.400000 0.050000 6.500000 0.000000 1.800000
1.700000 0.300000 0.550000 0.250000 0.200000 0.039200 0.267200 /
2 'ESST1A' 1 1 1 0.01 99 -99 1 10 1 1 200 0 4 -4 4 -4 0 0 1 0 3 /
3 'GENROE' 1 8.000000 0.030000 0.400000 0.050000 6.175000 0.000000 1.800000
1.700000 0.300000 0.550000 0.250000 0.200000 0.039200 0.267200 /
3 'ESST1A' 1 1 1 0.01 99 -99 1 10 1 1 200 0 4 -4 4 -4 0 0 1 0 3 /
4 'GENROE' 1 8.000000 0.030000 0.400000 0.050000 6.175000 0.000000 1.800000
1.700000 0.300000 0.550000 0.250000 0.200000 0.039200 0.267200 /
4 'ESST1A' 1 1 1 0.01 99 -99 1 10 1 1 200 0 4 -4 4 -4 0 0 1 0 3 /

```


63,'1',1,4,1,590.000,256.190,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1011,'1',1,1,1,200.000,80.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1012,'1',1,1,1,300.000,100.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1013,'1',1,1,1,100.000,40.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1022,'1',1,2,1,280.000,95.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1041,'1',1,4,1,600.000,200.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1042,'1',1,4,1,300.000,80.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1043,'1',1,4,1,230.000,100.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1044,'1',1,4,1,800.000,300.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
1045,'1',1,4,1,700.000,250.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
2031,'1',1,3,1,100.000,30.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
2032,'1',1,3,1,200.000,50.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
4071,'1',1,3,1,300.000,100.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1
4072,'1',1,3,1,2000.000,500.000,0.000,0.000,0.000,0.000,1,1

0 /End of Load data, Begin Fixed shunt data

1022,'1',0,0.000,50.000
1041,'1',1,0.000,200.000
1043,'1',1,0.000,150.000
1044,'1',1,0.000,200.000
1045,'1',1,0.000,200.000
4012,'1',1,0.000,-100.000
4041,'1',0,0.000,200.000
4043,'1',0,0.000,200.000
4046,'1',0,0.000,100.000
4051,'1',0,0.000,100.000
4071,'1',1,0.000,-400.000

0 /End of Fixed shunt data, Begin Generator data

1012,'1',600.000,124.518,400.000,-80.000,1.13000,0,800.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,760.000,0.000,1,1.0000
1013,'1',550.000,19.749,300.000,-50.000,1.14500,0,600.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,570.000,0.000,1,1.0000
1014,'1',400.000,99.692,350.000,-100.000,1.16000,0,700.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,665.000,0.000,1,1.0000
1021,'1',399.998,37.228,300.000,-60.000,1.10000,0,600.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,570.000,0.000,1,1.0000
1022,'1',199.999,60.271,125.000,-25.000,1.07000,0,250.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,237.500,0.000,1,1.0000
1042,'1',360.000,98.751,200.000,-40.000,1.00000,0,400.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,360.000,0.000,1,1.0000
1043,'1',180.000,100.000,100.000,-20.000,1.00000,0,200.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,180.000,0.000,1,1.0000
2032,'1',750.000,101.931,425.000,-80.000,1.10000,0,850.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,807.500,0.000,1,1.0000
4011,'1',668.500,-100.000,500.000,-100.000,1.00000,0,1000.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,950.000,0.000,1,1.0000
4012,'1',546.000,-160.000,400.000,-160.000,1.00000,0,800.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,760.000,0.000,1,1.0000
4021,'1',250.000,-30.000,150.000,-30.000,1.00000,0,300.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,285.000,0.000,1,1.0000
4031,'1',280.000,-40.000,175.000,-40.000,1.01000,0,350.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,332.500,0.000,1,1.0000
4041,'1',200.000,35.455,300.000,-200.000,1.01000,0,300.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.00000E-1,1.00000,1,100.0,285.000,0.000,1,1.0000
4042,'1',550.000,137.616,350.000,0.000,1.00000,0,700.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,630.000,0.000,1,1.0000
4047,'1',500.000,161.460,300.000,0.000,1.00000,0,600.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,540.000,0.000,1,1.0000
4047,'2',500.000,161.460,300.000,0.000,1.00000,0,600.000,0.00000E+0,2.00000E-1,0.00000E+0,1.50000E-1,1.00000,1,100.0,540.000,0.000,1,1.0000

4051, '1 ', 600.000, 103.818, 350.000, 0.000, 1.00000, 0, 700.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 630.000, 0.000, 1, 1.0000
 4051, '2 ', 600.000, 103.818, 350.000, 0.000, 1.00000, 0, 700.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 630.000, 0.000, 1, 1.0000
 4062, '1 ', 530.000, 0.000, 300.000, 0.000, 1.00000, 0, 600.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 540.000, 0.000, 1, 1.0000
 4063, '1 ', 530.000, 82.208, 300.000, 0.000, 1.00000, 0, 600.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 540.000, 0.000, 1, 1.0000
 4063, '2 ', 530.000, 82.208, 300.000, 0.000, 1.00000, 0, 600.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 540.000, 0.000, 1, 1.0000
 4071, '1 ', 300.000, 187.931, 250.000, -50.000, 1.01000, 0, 500.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 475.000, 0.000, 1, 1.0000
 4072, '1 ', 1214.755, 319.452, 1000.000, -300.000, 1.01000, 0, 4500.000, 0.00000E+0, 2.00000E-1,
 0.00000E+0, 1.50000E-1, 1.00000, 1, 100.0, 4275.000, 0.000, 1, 1.0000
 0 /End of Generator data, Begin Branch data
 1011, 1013, '1 ', 1.00000E-2, 7.00000E-2, 0.01400, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1011, 1013, '2 ', 1.00000E-2, 7.00000E-2, 0.01400, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1012, 1014, '1 ', 1.40000E-2, 9.00000E-2, 0.01800, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1012, 1014, '2 ', 1.40000E-2, 9.00000E-2, 0.01800, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1013, 1014, '1 ', 7.00000E-3, 5.00000E-2, 0.01000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1013, 1014, '2 ', 7.00000E-3, 5.00000E-2, 0.01000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1021, 1022, '1 ', 3.00000E-2, 2.00000E-1, 0.03000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1021, 1022, '2 ', 3.00000E-2, 2.00000E-1, 0.03000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1041, 1043, '1 ', 1.00000E-2, 6.00000E-2, 0.01200, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1041, 1043, '2 ', 1.00000E-2, 6.00000E-2, 0.01200, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1041, 1045, '1 ', 1.50000E-2, 1.20000E-1, 0.02500, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1041, 1045, '2 ', 1.50000E-2, 1.20000E-1, 0.02500, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1042, 1044, '1 ', 3.80000E-2, 2.80000E-1, 0.06000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1042, 1044, '2 ', 3.80000E-2, 2.80000E-1, 0.06000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1042, 1045, '1 ', 5.00000E-2, 3.00000E-1, 0.06000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1043, 1044, '1 ', 1.00000E-2, 8.00000E-2, 0.01600, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 1043, 1044, '2 ', 1.00000E-2, 8.00000E-2, 0.01600, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 2031, 2032, '1 ', 1.20000E-2, 9.00000E-2, 0.01500, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 2031, 2032, '2 ', 1.20000E-2, 9.00000E-2, 0.01500, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 4011, 4012, '1 ', 1.00000E-3, 8.00000E-3, 0.20000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 4011, 4021, '1 ', 6.00000E-3, 6.00000E-2, 1.80000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000
 4011, 4022, '1 ', 4.00000E-3, 4.00000E-2, 1.20000, 0.00, 0.00, 0.00, 0.00000, 0.00000,
 0.00000, 0.00000, 1, 1, 0.00, 1, 1.0000


```

0 /End of Branch data, Begin Transformer data
41, 4041, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.00000E-2, 1000.00
0.98000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 41, 1.12000, 0.88000, 1.00048, 0.97048, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
42, 4042, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.30000E-2, 770.00
0.98000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 42, 1.12000, 0.88000, 0.99645, 0.96645, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
43, 4043, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 7.00000E-3, 1430.00
1.00000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 43, 1.12000, 0.88000, 0.98710, 0.95710, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
46, 4046, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.00000E-2, 1000.00
1.01000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 46, 1.12000, 0.88000, 0.98317, 0.95318, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
47, 4047, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 4.00000E-2, 250.00
1.01000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 47, 1.12000, 0.88000, 1.01616, 0.98616, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
51, 4051, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 7.00000E-3, 1430.00
1.01000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 51, 1.12000, 0.88000, 1.01616, 0.98616, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
61, 4061, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.30000E-2, 770.00
0.98000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 61, 1.12000, 0.88000, 0.97889, 0.94889, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
62, 4062, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 2.00000E-2, 500.00
0.99000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 62, 1.12000, 0.88000, 0.99722, 0.96722, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
63, 4063, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 1.00000E-2, 1000.00
0.99000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 63, 1.12000, 0.88000, 0.98679, 0.95679, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
1011, 4011, 0, '1 ', 1, 1, 1, 0.00000E+0, 0.00000E+0, 2, '
1, 1.0000
0.00000E+0, 8.00000E-3, 1000.00
1.12000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000

```

```

1.00000, 0.000
  1012, 4012, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 8.00000E-3, 1000.00
1.12000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  1022, 4022, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.20000E-2, 1000.00
1.07000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  1044, 4044, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.00000E-2, 100.00
0.98000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 1044, 1.12000, 0.88000, 1.00300, 0.97400, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  1044, 4044, 0,'2 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.00000E-2, 100.00
0.98000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 1044, 1.12000, 0.88000, 1.00300, 0.97400, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  1045, 4045, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.00000E-2, 100.00
0.99000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 1045, 1.12000, 0.88000, 1.01100, 0.98090, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  1045, 4045, 0,'2 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.00000E-2, 100.00
0.99000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 1, 1045, 1.12000, 0.88000, 1.01100, 0.98090, 25,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
  2031, 4031, 0,'1 ',1,1,1, 0.00000E+0, 0.00000E+0,2,'
1,1.0000
  0.00000E+0, 1.20000E-2, 1000.00
1.05000, 0.000, 0.000, 0.00, 0.00, 0.00, 0, 0, 1.10000, 0.90000, 1.10000, 0.90000, 33,
0, 0.00000, 0.00000, 0.000
1.00000, 0.000
0 /End of Transformer data, Begin Area interchange data
  1, 0, 0.000, 10.000,'NORTH '
  2, 0, 0.000, 10.000,'CENTRAL '
  3, 0, 0.000, 10.000,'EQUIV '
  4, 0, 0.000, 10.000,'SOUTH '
0 /End of Area interchange data, Begin Two-terminal dc line data
0 /End of Two-terminal dc line data, Begin VSC dc line data
0 /End of VSC dc line data, Begin Impedance correction table data
0 /End of Impedance correction table data, Begin Multi-terminal dc line data
0 /End of Multi-terminal dc line data, Begin Multi-section line data
0 /End of Multi-section line data, Begin Zone data
0 /End of Zone data, Begin Inter-area transfer data
0 /End of Inter-area transfer data, Begin Owner data
0 /End of Owner data, Begin FACTS device data
0 /End of FACTS device data, Begin Switched shunt data
0 /End of Switched shunt data, Begin GNE device data
0 /End of GNE device data

```

Q

Archivo Nordic32 MLJ.dyr

1012	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
1012	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
						/
1012	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
1012	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
1012	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/
1013	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
1013	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
						/
1013	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
1013	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
1013	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/
1014	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
1014	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
						/
1014	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
1014	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
1014	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/
1021	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
1021	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
						/
1021	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
1021	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
1021	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/
1022	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
1022	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000

		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
1022	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
		1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000
		0.40000E-02	-0.50000	/		
1022	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
		0.0000	4.0000	/		
1022	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
		0.20000	0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
		1.0000	0.0000	0.0000	/	
1042	'GENROU'	1	7.0000	0.50000E-01	1.5000	0.50000E-01
		6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000
		0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000
						/
1042	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
1042	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
1042	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00
		1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000
		0.40000E-02	-0.50000	/		
1042	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000
		0.0000	5.0000	/		
1043	'GENROU'	1	7.0000	0.50000E-01	1.5000	0.50000E-01
		6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000
		0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000
						/
1043	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
1043	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
1043	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00
		1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000
		0.40000E-02	-0.50000	/		
1043	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000
		0.0000	5.0000	/		
2032	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
		0.0000	1.1000	0.70000	0.25000	0.20000
		0.15000	0.10000	0.30000	/	
2032	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
2032	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
		1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000
		0.40000E-02	-0.50000	/		
2032	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
		0.0000	4.0000	/		
2032	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
		0.20000	0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
		1.0000	0.0000	0.0000	/	
4011	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
		0.0000	1.1000	0.70000	0.25000	0.20000
		0.15000	0.10000	0.30000	/	
4011	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
4011	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4011	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
		0.0000	4.0000	/		
4011	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
		0.20000	0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
		1.0000	0.0000	0.0000	/	
4012	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
		0.0000	1.1000	0.70000	0.25000	0.20000
		0.15000	0.10000	0.30000	/	
4012	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
		0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/

4012	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
	0.0000		4.0000	/		
4012	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
	0.20000		0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
	1.0000		0.0000	0.0000	/	
4021	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
	0.0000		1.1000	0.70000	0.25000	0.20000
	0.15000		0.10000	0.30000	/	
4021	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
4021	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
	0.30000		1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4021	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
	0.0000		4.0000	/		
4021	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
	0.20000		0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
	1.0000		0.0000	0.0000	/	
4031	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
	0.0000		1.1000	0.70000	0.25000	0.20000
	0.15000		0.10000	0.30000	/	
4031	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
4031	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
	0.30000		1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4031	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
	1.2000		40.000	1.5000	15.000	1.0000
	0.40000E-02		-0.50000	/		
4031	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
	0.0000		4.0000	/		
4031	'HYGOV'	1	0.40000E-01	0.80000	5.0000	0.50000E-01
	0.20000		0.10000	0.95000	0.0000	1.0000
	1.0000		0.0000	0.0000	/	
4041	'GENSAL'	1	7.0000	0.50000E-01	0.10000	2.0000
	0.0000		1.5500	1.0000	0.30000	0.20000
	0.15000		0.10000	0.30000	/	
4041	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	0.0000	2.0000
	0.0000		1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4041	'MAXEX2'	1	0	2.5000	1.1000	120.00
	1.2000		40.000	1.5000	15.000	1.0000
	0.40000E-02		-0.50000	/		
4041	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
	0.0000		4.0000	/		
4042	'GENROU'	1	7.0000	0.50000E-01	1.5000	0.50000E-01
	6.0000		0.0000	2.2000	2.0000	0.30000
	0.40000		0.20000	0.15000	0.10000	0.30000
4042	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.50000E-01	/	
4042	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
	0.30000		1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4042	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00
	1.2000		40.000	1.5000	15.000	1.0000
	0.40000E-02		-0.50000	/		
4042	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000
	0.0000		5.0000	/		
4047	'GENROU'	1	7.0000	0.50000E-01	1.5000	0.50000E-01
	6.0000		0.0000	2.2000	2.0000	0.30000
	0.40000		0.20000	0.15000	0.10000	0.30000
4047	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
	0.30000		1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01	/
4047	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00
	1.2000		40.000	1.5000	15.000	1.0000
	0.40000E-02		-0.50000	/		
4047	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000

		0.0000	5.0000	/					
4047	'GENROU'	2	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4047	'STAB2A'	2	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4047	'MAXEX2'	2	0	3.1000	1.1000	120.00			
			1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000		
			0.4000E-02	-0.50000	/				
4047	'SEXS'	2	0.10000	50.000	120.00	0.10000			
			0.0000	5.0000	/				
4051	'GENROU'	1	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4051	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4051	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00			
			1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000		
			0.4000E-02	-0.50000	/				
4051	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000			
			0.0000	5.0000	/				
4051	'GENROU'	2	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4051	'STAB2A'	2	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4051	'MAXEX2'	2	0	3.1000	1.1000	120.00			
			1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000		
			0.4000E-02	-0.50000	/				
4051	'SEXS'	2	0.10000	50.000	120.00	0.10000			
			0.0000	5.0000	/				
4062	'GENROU'	1	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4062	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.5000E-01	/				
4062	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4062	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00			
			1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000		
			0.4000E-02	-0.50000	/				
4062	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000			
			0.0000	5.0000	/				
4063	'GENROU'	1	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4063	'IEEEVC'	1	0.0000	-0.5000E-01	/				
4063	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4063	'MAXEX2'	1	0	3.1000	1.1000	120.00			
			1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000		
			0.4000E-02	-0.50000	/				
4063	'SEXS'	1	0.10000	50.000	120.00	0.10000			
			0.0000	5.0000	/				
4063	'GENROU'	2	7.0000	0.5000E-01	1.5000	0.5000E-01			
			6.0000	0.0000	2.2000	2.0000	0.30000		
			0.40000	0.20000	0.15000	0.10000	0.30000	/	
4063	'IEEEVC'	2	0.0000	-0.5000E-01	/				
4063	'STAB2A'	2	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000			
			0.30000	1.0000	0.5000E-01	0.5000E-01	/		
4063	'MAXEX2'	2	0	3.1000	1.1000	120.00			

		1.2000	40.000	1.5000	15.000	1.0000
		0.40000E-02	-0.50000	/		
4063	'SEXS'	2	0.10000	50.000	120.00	0.10000
			0.0000	5.0000	/	
4071	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
4071	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
4071	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
4071	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
4071	'HYGOV'	1	0.80000E-01	1.6000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/
4072	'GENSAL'	1	5.0000	0.50000E-01	0.10000	3.0000
			0.0000	1.1000	0.70000	0.25000
			0.15000	0.10000	0.30000	/
4072	'STAB2A'	1	1.0000	4.0000	1.0000	2.0000
			0.30000	1.0000	0.50000E-01	0.50000E-01
4072	'MAXEX2'	1	0	2.3000	1.1000	120.00
			1.2000	40.000	1.5000	15.000
			0.40000E-02	-0.50000	/	
4072	'SEXS'	1	0.20000	20.000	50.000	0.10000
			0.0000	4.0000	/	
4072	'HYGOV'	1	0.80000E-01	1.6000	5.0000	0.50000E-01
			0.20000	0.10000	0.95000	0.0000
			1.0000	0.0000	0.0000	/

Curriculum Vitae

Mia Mitzi Lara Jiménez nació en Mexicali, Baja California el 10 de abril de 1987. Obtuvo su grado de Ingeniero Eléctrico en la Universidad Autónoma de Baja California, Campus Mexicali, en el 2010. Entró a trabajar en Comisión Federal de Electricidad en abril de 2011. Fue aceptada como becaria SENER – CONACyT para estudiar la maestría en Ciencias con especialidad en Ingeniería Energética del Tecnológico de Monterrey en agosto de 2016.

Esta tesis fue editada en su totalidad usando Microsoft Word por Mia Mitzi Lara Jiménez.