



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**CONTROL DE AMORTIGUAMIENTO PARA
OSCILACIONES INTER-ÁREA EN SISTEMAS
ELÉCTRICOS DE POTENCIA MEDIANTE TECNOLOGÍAS
DE TRANSMISIÓN DE CORRIENTE CONTINUA DE
ALTA TENSIÓN**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Eléctrico Electrónico

P R E S E N T A N

Daniel Sebastián Muñoz Ponce

Irvin Aldair Ramírez Macias

DIRECTOR DE TESIS

Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025

Índice

1	Introducción	12
1.1	Justificación	13
1.2	Estado del arte.....	14
1.3	Definición del problema	17
1.4	Hipótesis	17
1.5	Objetivos.....	17
1.5.1	Objetivo General.....	17
1.5.2	Objetivos específicos.....	17
1.6	Método.....	18
2	Fundamentos matemáticos.....	18
2.1	Estabilidad	18
2.1.1	Análisis en pequeña señal.....	20
2.1.2	Oscilaciones inter-área	21
2.1.3	Modos inter-área en sistemas con enlaces DC	22
2.2	Amortiguamiento de oscilaciones inter-área	23
2.2.1	Estabilizador de sistemas de potencia.....	23
2.2.2	Amortiguamiento de oscilaciones de potencia.....	25
2.3	Convertidor de fuente de voltaje	27
2.3.1	Configuración básica	28
2.3.2	Principio de operación	29
2.3.3	Modelo promediado de un VSC trifásico.....	31
2.3.4	Modelo dinámico de un sistema inversor VSC-HVDC	32
2.3.5	Modelo dinámico de un sistema rectificador VSC-HVDC	33
2.3.6	Principio de control	34

2.4	Modelado de sistemas	36
2.4.1	Modelo linealizado del sistema	38
2.5	Modelado de un sistema con HVDC	40
2.5.1	Estructura fundamental de un sistema HVDC	40
2.5.2	Esquema de control de un sistema HVDC.....	41
2.6	Modelado de la estructura de control de amortiguamiento, basado en el modelo de PSS	42
2.6.1	Filtro wash-out	43
2.6.2	Phase Shifter	44
2.6.3	Lead-Lag.....	44
3	Metodología para la implementación del control de amortiguamiento en sistemas eléctricos de potencia utilizando un sistema HVDC	46
3.1	Software.....	46
3.1.1	Descripción de sistemas eléctricos de potencia para su uso en PST.....	46
3.2	Metodología propuesta	47
3.3	Procedimiento para la implementación del control.....	49
4	Implementación mediante Matlab de la metodología del control de amortiguamiento en sistemas eléctricos de potencia	54
4.1	Implementación con SVC.....	54
4.2	Implementación mediante convertidores en sistema con enlace híbrido	62
4.3	Implementación en un sistema eléctrico de potencia de 2 áreas y 15 buses .	69
5	Resultados y análisis	77
6	Conclusiones y trabajos futuros.	80
6.1	Conclusiones	80
6.2	Trabajos futuros	80
7	Referencias.....	81

ANEXO 1.....	85
ANEXO 2.....	88
ANEXO 3.....	90

Tabla de Figuras

Figura 2.1 Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.	20
Figura 2.2 Sistema de dos áreas con enlace en dc-ac en paralelo.....	23
Figura 2.3 Estructura básica de control de un PSS.....	24
Figura 2.4 Sistema retroalimentado de un PSS [10].	25
Figura 2.5 Esquema general de controles POD.....	26
Figura 2.6 Sistema VSC-HVDC típico.....	28
Figura 2.7 Circuito simplificado de un convertidor de medio puente.....	29
Figura 2.8 Señales para la estrategia de conmutación SPWM: (a) señales portadoras y moduladoras; (b) función de conmutación del interruptor Q1; (c) función de conmutación del interruptor Q4.	30
Figura 2.9 Diagrama de un VSC trifásico.....	31
Figura 2.10 Esquema de un sistema rectificador VSC-HVDC.....	33
Figura 2.11 Esquema de control de un sistema VSC-HVDC.	34
Figura 2.12 Diagrama de bloques de control de un VSC-HVDC utilizando control de corriente vectorial [29].	35
Figura 2.13 Diagrama de un PLL para un control de corriente vectorial.	36
Figura 2.14 Circuito del modelo dinámico de la maquina síncrona.	37
Figura 2.15 Representación de espacio de estados del modelo lineal de un sistema de potencia con generación síncrona y asíncrona.	39
Figura 2.16 Diagrama de bloques del control de un rectificador.	41
Figura 2.17 Diagrama de bloques del control de un inversor.	42
Figura 2.18 Diagrama de bode del filtro wash-out.....	43
Figura 3.1 Esquema de control propuesto para amortiguaciones inter-área con sistemas HVDC.....	48
Figura 3.2 Ángulo de apertura de modo oscilatorio [10].....	51
Figura 3.3 Esquema de control para amortiguación inter-área en lazo cerrado.....	52
Figura 3.4 Diagrama de flujo del procedimiento para implementar el control.....	53
Figura 4.1 Sistema de potencia de dos áreas con control SVC.	55
Figura 4.2 Lugar geométrico de las raíces del sistema con SVC.....	57

Figura 4.3 LGR del sistema con SVC con wash-out y shifter.....	58
Figura 4.4 Puntos para el cálculo del ángulo de apertura del sistema con SVC.	59
Figura 4.5 Ganancia para el amortiguamiento del sistema con SVC.	60
Figura 4.6 Modo inter-área amortiguado del sistema con SVC.....	61
Figura 4.7 Sistema de potencia, 2 áreas y 6 buses.	62
Figura 4.8 Trayectoria de polos y ceros en el LGR del sistema de 2 áreas y 6 buses..	64
Figura 4.9 Puntos $P1$ y $P2$ para el cálculo del ángulo de apertura del sistema de 2 áreas y 6 buses.....	65
Figura 4.10 LGR del sistema de 2 áreas y 6 buses con el washout, shifter y lead-lag en lazo abierto.....	67
Figura 4.11 Ganancia para el amortiguamiento del sistema de 2 áreas y 6 buses	68
Figura 4.12 Sistema de 2 áreas, 4 unidades generadoras y 15 buses.	70
Figura 4.13 Diferencia de velocidades entre los generadores de las 2 áreas del sistema de 15 nodos.	71
Figura 4.14 Lugar de las raíces del sistema de 15 buses.	72
Figura 4.15 Puntos para la obtención de los parámetros $T1$ y $T2$ del lead-lag.....	74
Figura 4.16 Ganancia del sistema de 15 buses para un amortiguamiento de $\zeta = 20\%$.76	
Figura 4.17 Modo inter-área amortiguado del sistema de 15 buses.	77
Figura 5.1 Diagrama de bloques en Simulink del sistema en realimentación con el control.	78
Figura 5.2 Comparación del comportamiento dinámico del sistema con SVC antes y después del control.	78
Figura 5.3 Comparación del comportamiento dinámico del sistema HVDC de 6 nodos, antes y después del control.....	79
Figura 5.4 Comparación del comportamiento dinámico del sistema HVDC de 15 nodos, antes y después del control.....	79

Agradecimientos, Daniel Sebastián Muñoz Ponce

A mis padres Elvira y José a quienes les debo todos los frutos de mi desarrollo personal y profesional, guiándome correctamente siempre con honestidad, empatía y tolerancia.

A mis hermanos Esteban y Felipe, quienes me extendieron más de una vez su mano en símbolo de apoyo, ayudándome a concretar esta etapa de mi vida y a quienes veo como un símbolo de superación y entrega.

A mi novia Kira, quien fungió de luz y apoyo en este sendero, prestándome su tiempo y comprensión en mis momentos de debilidad; inspirándome a seguir adelante con su increíble ejemplo de resiliencia y resistencia a la adversidad.

A mis tías y tíos quienes me apoyaron en más de una ocasión en mi vida académica y personal.

A Dios quien me presto la vida, salud e inteligencia para concretar este documento.

En especial me gustaría agradecer a mi compañero y amigo, Irvin, quien a lo largo de esta trayectoria ha demostrado ser una persona respetable, honesta y honrada, de la cual me enorgullece decir que cuento con su amistad.

Por su puesto agradecer al Dr. Mario Arrieta Paternina por su paciencia, dedicación y entrega para la realización de este trabajo, quien en su labor como docente logró inspirar a más de un estudiante.

Finalmente, quiero agradecer a la UNAM, en especial agradezco al proyecto PAPIIT-IT102723 “Desarrollo de técnicas para la estimación de la constante de inercia de generadores mediante datos sincrofasoriales”.

Agradecimientos, Irvin Aldair Ramírez Macias

Me gustaría expresar mis agradecimientos hacia mi padre Juan Manuel y mi madre Gloria, quienes me han brindado incondicionalmente el desarrollo de mis cualidades humanas y apoyo en mi crecimiento académico.

A mi hermano Brian, quien ha sido un ejemplo para seguir y me dio la inspiración para elegir esta área de estudio.

A mi novia Valeria con la cual he aprendido tanto, me ha escuchado y ha sabido brindarme un apoyo cálido cuando lo he necesitado.

A todos los docentes que formaron parte de mi desarrollo académico y ayudaron a sentar las bases intelectuales sobre las que se sustenta este trabajo escrito.

A mis amigos y compañeros quienes me han impulsado a ser un mejor estudiante y profesionalista, así como impulso para buscar un mayor crecimiento en mi vida personal.

Y en especial al Dr. Mario Roberto Arrieta Paternina, por su tiempo y paciencia invertidos en el desarrollo de este documento, dotando de gran conocimiento a todos sus estudiantes.

Finalmente, quiero agradecer a la UNAM, en especial agradezco al proyecto PAPIIT-IT102723 "Desarrollo de técnicas para la estimación de la constante de inercia de generadores mediante datos sincrofasoriales".

Resumen

El desarrollo y crecimiento tecnológico demandan una mayor capacidad de transmisión en los sistemas eléctricos de potencia, es por lo que, con el tiempo se tendrá la necesidad de implementar proyectos en corriente directa de alta tensión como parte de la red nacional de transmisión.

Los enlaces débiles en la matriz energética pueden ser fácilmente afectados por oscilaciones electromecánicas de diferentes naturalezas, como lo son las oscilaciones inter-área, las cuales a su vez son capaces de provocar acontecimientos no deseados en la red. Esta investigación presenta un esquema de control para el amortiguamiento y mitigación de este tipo de oscilaciones, utilizando la “topología” de un sistema estabilizador de potencia y como principal elemento actuador un enlace en corriente directa de alta tensión. Para ello, se obtiene la linealización del sistema y mediante el análisis del lugar geométrico de las raíces se identifican los elementos necesarios para la sintonización del control.

Para la prueba del esquema de control, se analizan mediante el lugar geométrico de las raíces tres casos, comenzando con un sistema con un compensador estático de vares utilizando éste como el elemento a controlar, posteriormente un sistema de 6 buses y dos áreas unidas de manera híbrida entre líneas AC y DC en paralelo y por último un sistema de 15 buses con el mismo arreglo AC/DC entre las dos áreas, con el propósito de usar los convertidores del enlace en corriente directa como el elemento a controlar.

Finalmente, se realizan simulaciones de eventos transitorios en los sistemas propuestos, donde se demuestra que el control desarrollado permite la amortiguación de los modos inter-área del sistema sin añadir nuevos modos de oscilación al sistema.

Abstract

The technologic grow and development demand more capability in the transmission systems of the power systems, therefore in time will create the need of new projects such as high voltage direct current links.

The tie links in the electric matrix could be easily affected by some electromechanical oscillations of different nature, one of those are the inter-area oscillations, which are responsible of different undesirable events in the grid. This research presents the design of a control scheme for the damping of inter-area oscillations by using the power system stabilization topology and for the main control element a high voltage direct current link. For this propose, first the linearized equivalent of the system is obtained and using the graphical methodology of the root locus analysis the necessary elements for the control syntonization are identified.

The root locus analysis is used to test the control scheme in three different systems, where the control elements are switched between cases. In the first case it's used a static var system as main control element, then, in the second case it's used both a high voltage direct current link and a static var system, in the last case it's used only an high voltage direct current link as main control element.

Finally, a transitory event is simulated in the three systems proposed with the final propose of demonstrate that the control scheme with a high voltage direct current as main control element permit the damping of inter-area oscillations and it does not introduce new oscillation modes.

1 Introducción

Es bien sabido que la energía eléctrica resulta un bien esencial para el desarrollo tecnológico, económico, social y humano. Por lo que es importante asegurar un suministro de energía eléctrica suficiente, eficiente y confiable que permita el correcto desarrollo de las actividades en los diferentes sectores: telecomunicaciones, transporte, industria, agricultura, comercios, oficinas y no menos importantes los hogares [1].

Por lo cual el asegurar la estabilidad en los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) toma especial importancia, y por consecuencia el monitoreo y análisis de los fenómenos que provoquen una inestabilidad en el SEP resultan prioritarios para salvaguardar el suministro íntegro de la energía eléctrica.

Ejemplos de lo anterior son: la implementación de controles inteligentes con monitoreo en tiempo real, cambio de materiales, implementación de equipo para la mitigación de pérdidas, así como también la incorporación de nuevas tecnologías de transmisión y generación de energía [2] [3] [4].

Parte de nuestra labor como ingenieros es encontrar soluciones a las incógnitas planteadas, realizar estudios para conocer el impacto existente en la red, así como también proponer controles especializados que nos permitan dotar de confiabilidad, estabilidad y eficiencia a estas nuevas tecnologías.

La creciente demanda de energía eléctrica lejos de los principales centros de generación nos obligan a explorar nuevas alternativas para la transmisión eficiente y efectiva de esta energía, es por ello que, en México, se han implementado técnicas para mejorar la eficiencia de las líneas existentes, como por ejemplo, la implementación de conductores de alta temperatura, los cuales permiten una mayor transmisión de corriente eléctrica, sin embargo, si bien esto es una solución efectiva para el problema de la demanda actual, no resulta una solución viable a largo plazo debido al constante incremento y diversificación de la demanda a lo largo del territorio nacional. Es por esto por lo que se han planteado nuevos esquemas de transmisión, como lo es la construcción de líneas de transmisión de Alto Voltaje en Corriente Directa (HVDC, por sus siglas en inglés) de

las cuales ya se ha comprobado su eficiencia colocándolas en puntos clave para interconectar diferentes zonas [5].

Si bien este tipo de proyectos no se han concretado en México, se genera la necesidad de analizar el impacto de dichos sistemas, tanto en su operación en estado estable, como su comportamiento ante contingencias. En una red tan amplia, la desconexión de grandes cargas o fallas en las líneas presentan problemas de diferente naturaleza, entre ellas están las oscilaciones locales y las inter-área, las cuales se suelen presentar en enlaces débiles. Para corregir este tipo de eventos, se hace uso del estabilizador de sistemas de potencia, el cual se encarga de realizar el control y enviar los parámetros necesarios al actuador designado y amortiguar las oscilaciones electromecánicas.

Debido a la importancia e interés que se empieza a tener en la transmisión de energía mediante enlaces híbridos con tecnología en HVDC y AC, y con base en la estructura de control de los estabilizadores de sistemas de potencia, se propone un esquema donde se controlen los convertidores del enlace DC para amortiguar las oscilaciones inter-área.

1.1 Justificación

Dentro de la industria eléctrica de potencia históricamente se ha utilizado tecnología en corriente alterna, sin embargo, debido al crecimiento de energía utilizada en los países en desarrollo industrial, las expansiones en el sistema han requerido de soluciones en esquemas HVDC, desarrollando solo un pequeño porcentaje de la expansión total de la transmisión de energía eléctrica. En los países con un crecimiento acelerado la tecnología HVDC tiene una mayor importancia, ya que suele ser una alternativa más económica para mover grandes cantidades de energía a larga distancia si no hay necesidad de consumir la energía en el trayecto [6], [7]. En un proyecto de transmisión de energía eléctrica, gran parte del costo se abarca en la línea de transmisión y HVDC proporciona una mejor utilización de los conductores a comparación de una transmisión en CA.

El crecimiento continuo de los sistemas eléctricos de potencia junto con la masificación de tecnologías emergentes impone desafíos a los operadores y planeadores en los centros de control. Uno de estos desafíos es la amortiguación de oscilaciones, estas oscilaciones son producto de la desconexión súbita de grandes centros de carga,

desconexión de reactores y disparo de líneas y generadores. Recientemente, en países como México se producen por problemas de desabastecimiento de gas, y a nivel global por: la intermitencia intrínseca del recurso energético (por ejemplo, solar y eólico), las interconexiones a grandes distancias, y la interconexión entre redes fuertes y débiles [8].

Ahora bien, en la literatura [9], [10] se menciona que los enlaces en HVDC son útiles para la implementación de esquemas de control de amortiguamiento de oscilaciones inter-área en sistemas con enlaces en AC y DC. Adicionalmente, los enlaces HVDC por si solos presentan ventajas ante los sistemas tradicionales de HVAC, lo cual, representa una razón adicional para la incorporación de sistemas HVDC a la red nacional de transmisión.

Para entender de una manera sencilla la ventaja de HVDC respecto a CA se puede analizar la transmisión de potencia de ambas tecnologías. Como bien se menciona en [11], si suponemos un sistema unifilar cuyo voltaje pico es de 400 [kV], por el cual se transmiten 1000 [A_{rms}], en el caso del sistema de CA se puede suponer un factor de potencia del 95%, por lo que la potencia activa se puede obtener de la siguiente manera:

$$P = V * I * \cos(\theta) = \frac{V_{pico}}{\sqrt{2}} * I * \cos(\theta) = \frac{400kV}{\sqrt{2}} * 1000[A] * 0.95 = 268[MW]$$

En un sistema en DC la potencia reactiva desaparece, por lo que la potencia activa se calcula simplemente como el producto del voltaje por la corriente.

$$P = V * I = 400[kV] * 1000[A] = 400[MW]$$

Ahora bien, se ha demostrado la eficiencia en transmisión de las líneas de HVDC, sin embargo, la infraestructura de dichas líneas puede ser empleada para controlar diversas fluctuaciones en el sistema en el que se encuentran acopladas [12], por lo cual, no solo nos resultan útiles para asegurar una correcta transmisión de potencia a lo largo de la red, si no también dotan de estabilidad y confiabilidad al sistema.

1.2 Estado del arte

La necesidad de mantener un sistema eléctrico estable y robusto, ha orillado a la investigación y desarrollo de nuevas técnicas para la identificación y mitigación de factores no deseados en el sistema. Es entonces el caso de las oscilaciones en sistemas

eléctricos de potencia, las cuales, provocan efectos negativos en el equipo y por ende en el sistema [9], [10].

Actualmente, existen diversas metodologías que permiten la mitigación de estas perturbaciones indeseadas, sin embargo, la de mayor aplicación es sin duda el control de amortiguamiento a través de *Power System Stabilizer* (PSS), los cuales son sistemas de control implementados directamente en los generadores síncronos. Sin embargo, el principal problema de esta metodología resulta ser el uso de señales de área local para el control, lo cual resulta en una pobre observabilidad del sistema de potencia; para compensar lo anterior se emplean modelos matemáticos, que si bien se acercan a la realidad no son totalmente fieles a los fenómenos ocurrientes en el sistema eléctrico de potencia [3].

Lo anterior, sumado a las necesidades del sistema de potencia antes mencionadas crea una nueva vertiente de estudio, donde resulta conveniente dejar de lado un estudio convencional del sistema de potencia para realizar un estudio de las características dinámicas y generales de los sistemas. Esta tarea ha sido enormemente auxiliada por el constante empleo de sistemas de medición de área amplia, las cuales usan unidades de medición fasorial (PMU, por sus siglas en inglés) para la toma y exportación de valores y métricas de la dinámica del sistema de potencia [10].

El creciente uso de sistemas de medición de área amplia ha puesto en la mira de estudiosos un amplio bagaje de variables que analizar, las cuales han ayudado para el análisis y diseño de esquemas de control de oscilaciones, entre los cuales destacan diseños de control de amortiguamiento de oscilaciones inter-área con la implementación de tecnologías de generación renovable y con sistemas de compensadores estáticos de vares (SVC, por sus siglas en inglés). Estos controles son basados en la estructura de un PSS convencional, sin embargo, se emplean señales de entrada no convencionales, como lo son la diferencia angular entre los rotores de dos grupos de unidades generadoras o la diferencia de voltaje entre dos puntos [3], [10].

Métodos realizados para el amortiguamiento de oscilaciones de potencia en sistemas de dos áreas mediante tecnología SVC obtienen resultados bastante aceptables, logrando una amortiguación del 20% en menos de 10 segundos, el control se realiza para mejorar

el ángulo de potencia de salida, usando como variables de entrada el voltaje, corriente o la diferencia de velocidades angulares entre los generadores. En [13], se presenta un ejemplo de este tipo de control, el cual tiene como elementos principales filtro paso altas, compensador y corrimiento de fase. Este análisis se replicó y los resultados se presentan en el capítulo 4.1 del presente documento.

Existe un amplio estudio acerca del control de amortiguamiento de oscilaciones en sistemas eléctricos de potencia empleando centrales de generación eólica como principal elemento disuasor de estas oscilaciones indeseadas [3]. Este tipo de estudios ha establecido un estándar para el estudio de nuevas y diferentes formas de aprovechar las características particulares de las tecnologías acopladas al sistema.

Es el caso de los enlaces HVDC, estos son señalados por diversos escritos como una herramienta valiosa en el control del amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas, gracias a su capacidad de modular tanto la potencia activa como la potencia reactiva en sus terminales [10], [14], [15].

El reforzar al sistema de potencia con un control de oscilaciones con un HVDC como eje primario para el suministro de potencia dota al sistema de un mayor nivel de “libertad”, según estudios realizados [14].

Adicionalmente, a lo largo de la historia se han encontrado problemáticas intrínsecamente relacionadas con la estabilidad del ángulo del rotor de las máquinas generadoras interconectadas en un SEP, las cuales han provocado interrupciones históricas en todo el mundo, uno de los casos más recurrentes para el estudio de oscilaciones inter-área es el evento del 10 de agosto de 1996, donde, la presencia de dichas oscilaciones provocó la desconexión de los enlaces del “*Western System Coordinating Council*” (WSCC) en Estados Unidos, dejando una pérdida de carga total de 30490 MW [16] [17].

En caso México también se tiene registro de la presencia de oscilaciones inter-área en un rango de frecuencias de 0.2 [Hz] hasta 1 [Hz], esto debido a la múltiple interconexión de máquinas generadoras en un área geográfica muy amplia. Dichas oscilaciones pueden presentar magnitudes que contribuyen significativamente a las variaciones de

interconexiones críticas en las principales estaciones generadoras [18]. Por lo cual es necesaria la implementación de esquemas de control las cuales permitan el amortiguamiento oportuno de las oscilaciones inter-área.

1.3 Definición del problema

Las oscilaciones inter-área son un fenómeno de baja frecuencia presentes en un generador o grupo de generadores. Estas oscilaciones son comunes en sistemas grandes conectados a través de enlaces AC relativamente débiles, pero su presencia se ha encontrado incluso en sistemas con enlaces híbridos HVAC-HVDC.

Estas oscilaciones afectan a la velocidad angular del rotor de las máquinas generadoras y, por ende, la estabilidad en la misma. Como es bien sabido, una pérdida de estabilidad en los sistemas eléctricos de potencia representa un desaprovechamiento de la energía generada.

1.4 Hipótesis

La implementación de un esquema de control tipo PSS en las estaciones convertidoras del enlace HVDC de un sistema híbrido HVAC-HVDC existente, amortiguará las oscilaciones inter-área de un sistema eléctrico de potencia.

1.5 Objetivos

La presente propuesta de tesis está enmarcada en los siguientes objetivos:

1.5.1 Objetivo General

Desarrollar una estructura de control para el amortiguamiento de oscilaciones inter-área en sistemas eléctricos de potencia usando el sistema de corriente continua de alta tensión (HVDC por sus siglas del inglés de “High Voltage Direct Current”) de un sistema híbrido HVAC-HVDC.

1.5.2 Objetivos específicos

- Adoptar una estructura de control de amortiguamiento que permita la mitigación de las oscilaciones inter-área.
- Adoptar un sistema de HVDC, mostrando su operación en estado estable y transitorio.

- Implementar en un sistema de potencia multimáquina la estructura de control de amortiguamiento inter-área y el modelo del sistema HVDC adoptados, mediante su codificación en software computacional.

1.6 Método

Para abordar este problema y lograr los objetivos propuestos se llevaron a cabo las siguientes etapas:

1. Consultar en bases de datos la literatura especializada sobre los sistemas de control de amortiguamiento de las oscilaciones inter-área y de las aplicaciones de las tecnologías HVDC.
2. Analizar el modelado matemático de: un sistema eléctrico de potencia en estado estable y dinámico, un sistema HVDC, y la estructura del sistema de control de amortiguamiento.
3. Implementar algorítmicamente el control de amortiguamiento en una herramienta computacional, considerando el modelado realizado.
4. Simular y validar la respuesta del sistema de control en un sistema de potencia multimáquina cuando el sistema HVDC actúa como mecanismo amortiguador.
5. Analizar e interpretar los resultados obtenidos en al menos un caso de estudio.

2 Fundamentos matemáticos

En este capítulo se expondrán las ideas y conceptos matemáticos relacionados con el control de oscilaciones inter-área en sistemas eléctricos de potencia.

2.1 Estabilidad

Según el *Power System Dynamic Performance Committee*, la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia se define como “la habilidad de un sistema de potencia, para una determinada condición inicial de funcionamiento, de recuperar un estado de equilibrio a nivel operativo después de ser sometido a una perturbación física, con la mayoría de las variables del sistema acotadas de manera que prácticamente todo el sistema permanece intacto” [3].

De igual forma en la literatura se define a la estabilidad en un sistema eléctrico de potencia como “la propiedad del sistema eléctrico de potencia que le permite mantener en un estado operativo de equilibrio bajo condiciones operativas normales y su capacidad de volver a un estado aceptable de equilibrio después de ser sometido a una perturbación” [9].

El estudio de la estabilidad en sistemas eléctricos de potencia se puede realizar en distintas secciones del sistema eléctrico de potencia, entre las cuales encontramos la estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, estabilidad del ángulo del rotor, y más recientemente dos clasificaciones nacientes debido a la incorporación de la generación con conexión a través de electrónica de potencia; estabilidad de resonancia y la estabilidad asociada a los convertidores, dicha clasificación es presentada en Figura 2.1 [3].

Durante la operación nominal del sistema eléctrico existe una relación de equilibrio entre el torque mecánico a la entrada del generador y la potencia eléctrica generada a la salida. Al existir una perturbación, esta relación se desvanece, la velocidad del rotor se verá afectada dependiendo de la naturaleza de la perturbación y obedeciendo las leyes de un cuerpo rotatorio [9]. Ahora bien, si extrapolamos este suceso a diversas máquinas conectadas entre sí, y una de ellas comienza a variar su velocidad con respecto a las demás, podemos decir que se pierde el sincronismo.

La estabilidad angular o conocida también como la estabilidad en el ángulo del rotor, es la habilidad de todas las máquinas síncronas interconectadas en un mismo sistema de mantener sincronismo, ya sea en condiciones de operación nominal, como después de perturbaciones. El estudio de la estabilidad en el rotor implica a su vez el estudio minucioso de las oscilaciones electromecánicas propias del sistema, la forma en que la potencia extraída de las máquinas varía mientras su rotor oscila, representa una problemática fundamental en esta clasificación de estabilidad [3], [9], [19].

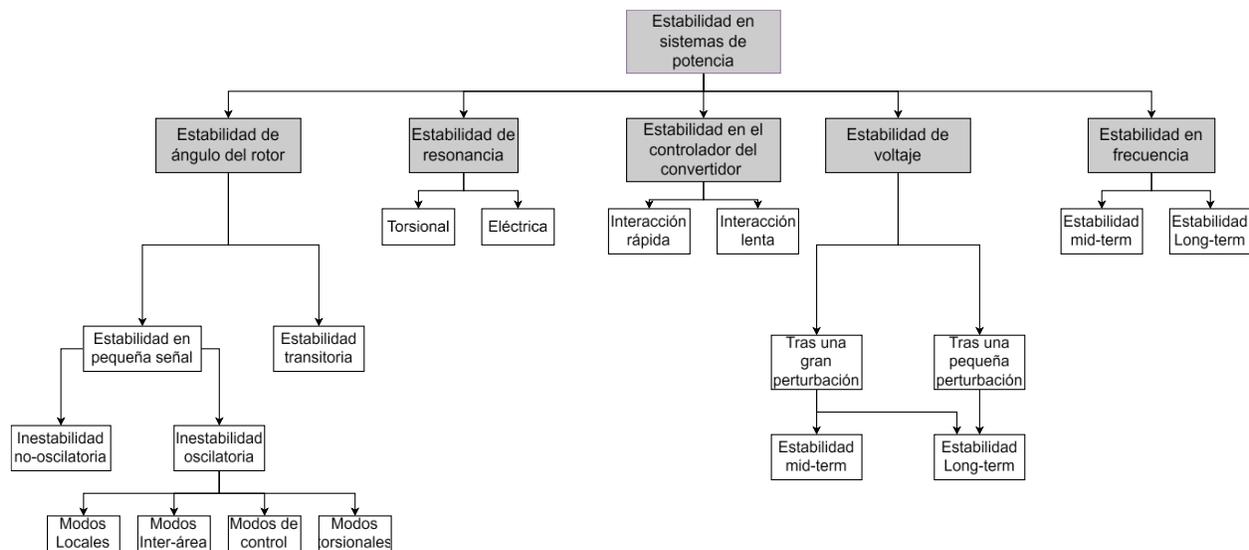


Figura 2.1 Clasificación de estabilidad en sistemas eléctricos de potencia.

2.1.1 Análisis en pequeña señal

La estabilidad en señal pequeña es la habilidad del SEP para mantener el sincronismo ante pequeñas perturbaciones, las cuales principalmente son generadas por cambios graduales y continuos en carga, generación o en ambos simultáneamente. Estos cambios dan lugar a perturbaciones lo suficientemente pequeñas para realizar una linealización del sistema [8], [9].

Es así como la respuesta natural del SEP ante pequeñas perturbaciones depende de un amplio número de factores, tales como: operación inicial, robustez del sistema de transmisión, control de excitación, entre otros.

Las perturbaciones se presentan esencialmente debido a dos naturalezas; aumento del ángulo del rotor debido a la insuficiencia de torque sincrónico, y oscilaciones crecientes debido a la falta de torque de amortiguamiento, siendo esta última la causa principal de oscilaciones [20].

Es posible clasificar los tipos de oscilaciones:

Modos locales, son los modos asociados al deslizamiento de las unidades generadoras respecto al resto del SEP. Son llamados Locales debido a que la oscilación está presente en la misma planta generadora o en una pequeña sección del sistema de potencia. Estas oscilaciones se encuentran típicamente en un rango de 1-3 Hz.

Modos inter-área, son los modos asociados con el deslizamiento de un número importante de máquinas en una sección del SEP, en comparación con otra sección de máquinas del SEP, ambos grupos los une un enlace considerado débil. Estas oscilaciones se encuentran típicamente en un rango de frecuencia menor a 1 Hz.

Adicionalmente es posible encontrar otros dos tipos de oscilaciones propias de las máquinas síncronas;

Modos de control, son los modos asociados a las unidades generadoras, así como a otros controles. Asociados principalmente con excitadores pobremente calibrados, convertidores de enlaces en HVDC y compensadores estáticos de Vares. Su frecuencia de oscilación es cercana a los 3 Hz [3] [20].

Modos torsionales, son los modos asociados al eje que une a la turbina y al generador; los modos torsionales son causados principalmente por la interacción con controles, gobernadores de velocidad, controles de enlaces HVDC, entre otros. La frecuencia de este modo se encuentra usualmente en un rango de 10-50 Hz [9].

2.1.2 Oscilaciones inter-área

Los modos de oscilación son problemáticas asociadas a un generador o un grupo de unidades de generadoras, los cuales presentan oscilaciones de baja frecuencia cuando se tienen sistemas grandes conectados con líneas relativamente débiles [8]. Estas oscilaciones electromecánicas son fenómenos de estabilidad de ángulo de sistemas eléctricos ante pequeñas perturbaciones [9] [8].

Las características de los modos inter-área y los factores que influyen son más complejos de estudiar y controlar, por lo que se han convertido en preocupaciones mayores que en el pasado, esto ha dado la necesidad de revisar la definición y clasificación de la estabilidad en sistemas eléctricos, ya que particularmente las características de las cargas tienen un efecto importante en la estabilidad de los modos inter-área [8], [21].

Los sistemas en donde se han detectado modos inter-área suelen ser difíciles de estudiar debido a que presentan una gran cantidad de factores y detalles, lo cual causa dificultad a la hora de determinar la naturaleza de estos modos. En [8], se presentan modelos hipotéticos de dos áreas, dichos modelos presentan modos tanto locales como inter-

área, estos son de gran utilidad para estudiar los modos de oscilación de un sistema, ya que, si bien son sistemas simples, cuentan con una estructura y parámetros acorde a elementos reales.

2.1.3 Modos inter-área en sistemas con enlaces DC

Como se ha mencionado, uno de los principales problemas a los que se enfrenta la energía eléctrica es al aumento de potencia requerida en los principales centros de consumo y sus límites en la transmisión desde el punto de generación, por lo que se busca reforzar la red del sistema eléctrico de potencia con infraestructura en corriente directa o enlaces híbridos CA/CD, mostrando gran beneficio al reducir la carga en la línea CA [5].

Debido a la implementación de estas tecnologías, se ha requerido de análisis de capacidad óptima de transmisión inter-área [22] y de oscilaciones de potencia donde existen enlaces con HVDC. Se pueden considerar dos casos, donde se conecta una planta eléctrica mediante una línea DC al sistema eléctrico y un sistema de dos áreas conectados mediante un enlace híbrido de CA/CD. En la Figura 2.2 se puede observar un sistema ampliamente empleado para el estudio de enlaces híbridos, propuesta en [8] de donde se obtuvieron las siguientes conclusiones respecto a sistemas convencionales.

- Agregar el enlace de DC sin aumentar la transferencia de potencia total entre las áreas aumenta la frecuencia del modo oscilatorio.
- La adición de la línea en DC tiene un pequeño impacto en la amortiguación del modo entre áreas.
- Los efectos de agregar una conexión de DC en el modo entre áreas son básicamente los mismos con sistemas de excitación rápida o lenta.
- El modo entre áreas no es muy sensible al tipo de controles de DC (básicos) utilizados.
- El modo entre áreas no existe en un sistema en el que las dos áreas están unidas únicamente por un enlace DC.

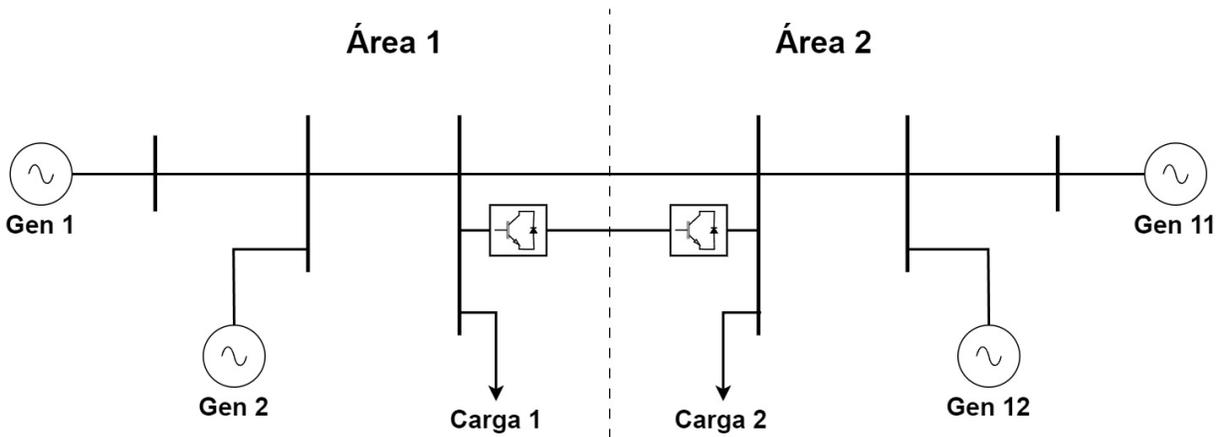


Figura 2.2 Sistema de dos áreas con enlace en dc-ac en paralelo

2.2 Amortiguamiento de oscilaciones inter-área

Las oscilaciones electromecánicas, también conocidas como oscilaciones de potencia han sido un caso de estudio de gran interés a lo largo de los años debido a la necesidad de mejorar la estabilidad en los sistemas. Para poder disminuir y mitigar estas oscilaciones en el SEP, actualmente se utiliza las siguientes dos tecnologías.

2.2.1 Estabilizador de sistemas de potencia

Un estabilizador del sistema de potencia (PSS, por sus siglas en inglés) es un elemento empleado para mejorar el amortiguamiento de oscilaciones electromecánicas usando unidades generadoras [23]. Usualmente los PSS usan mediciones de tipo local para su lógica de funcionamiento, tales como; la potencia suministrada a la línea de transmisión, la velocidad de la unidad generadora y la frecuencia del bus [10].

Actualmente, gracias al desarrollo e implementación de las tecnologías de medición de área amplia, como lo son los PMUs nos es posible realizar comparaciones de señales provenientes de otras áreas, así como mediciones en campo en tiempo real. Lo anterior amplía el abanico de opciones para la selección de señales de entrada en la lógica de acción de un PSS. Ahora, la cuestión es realizar una correcta selección de la señal de entrada, la cual permita un correcto desempeño del amortiguamiento de las oscilaciones electromecánicas en las unidades generadoras [10].

Es común encontrar a las velocidades de los rotores de las unidades generadoras como las principales señales para el diseño del amortiguamiento de oscilaciones mediante la

estructura de un PSS, sin embargo, se han realizado estudios que muestran la efectividad del diseño de un control de amortiguamiento de oscilaciones con diferencias angulares de voltaje y velocidades del rotor [10].

En [10] se muestra la estructura de control básica de un PSS, la cual a grandes rasgos consiste en una ganancia, un filtro wash-out y dos bloques de compensador adelanto-atraso, sin embargo, es posible agregar las etapas necesarias para lograr la compensación adecuada [10], [23]. Esta estructura es apreciable en la expresión (2.1) y en la Figura 2.3.

$$PSS = K_d \left[\alpha \frac{s+z}{s+p} \right]^n \left[\frac{T_w s}{1+T_w s} \right]^m \quad (2.1)$$

Donde, n y m representan las etapas del compensador y T_w la constante de tiempo de un filtro Wash-out. Así mismo es necesario realizar la precisión del significado de los superíndices m y n , los cuales encuentran su razón de ser en el tipo de análisis que se está efectuando; $m=1$ cuando la señal de entrada a la lógica del PSS es la velocidad del rotor del generador y $m=2$ cuando la señal de entrada a la lógica del PSS es la diferencia angular entre los voltajes, mientras que, la variable n estará determinada por las características del sistema [10].

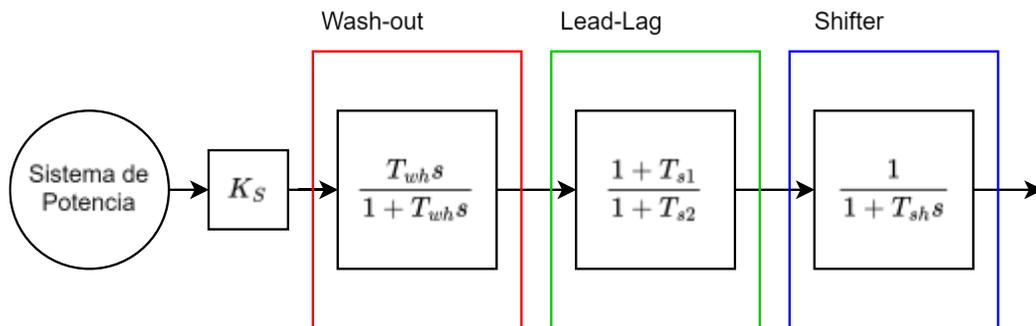


Figura 2.3 Estructura básica de control de un PSS.

El cálculo de las variables inherentes a cada bloque de la estructura de control presentada será abordado con detalle en el Capítulo 2.6 de este documento.

Finalmente, el lazo retroalimentado de un PSS implementado en un sistema de potencia contiene un regulador de voltaje (AVR, del inglés *Automatic Voltage Regulator*), el cual

es el encargado de determinar el voltaje en terminales de la unidad generadora, la señal de entrada de este generador se define por la diferencia entre el voltaje en terminales, la referencia de voltajes y la salida del PSS, ver [10].

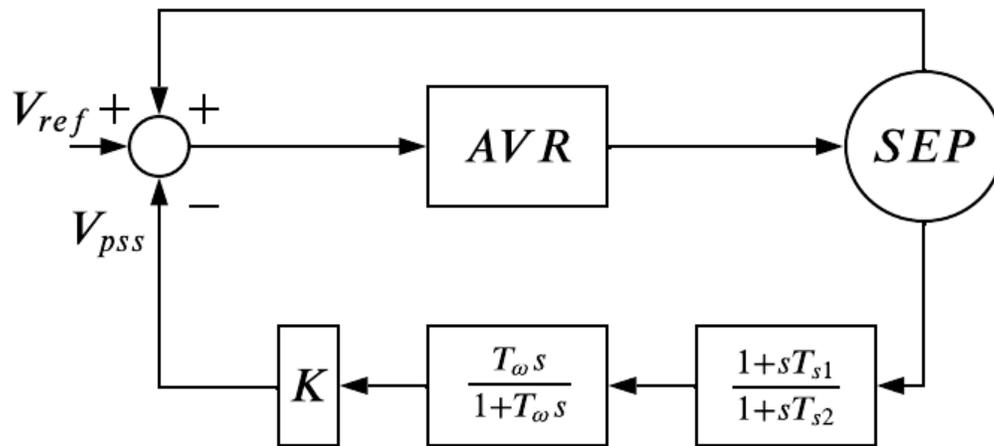


Figura 2.4 Sistema retroalimentado de un PSS [10].

2.2.2 Amortiguamiento de oscilaciones de potencia

Un control de amortiguación de oscilaciones de potencia (POD, por sus siglas en inglés de Power Oscillation Damping) tiene como objetivo mitigar las oscilaciones electromecánicas, siendo implementados en convertidores de fuentes de voltaje (*Voltage Source Converter*, VSC). Los POD se han puesto en práctica en generadores eólicos, en parques fotovoltaicos, sistemas de transmisión flexible AC (FACTS, por sus siglas en inglés) y en sistemas HVDC. Es posible realizar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia mediante dos maneras metodológicas [24]:

- Modulación de la inyección de potencia activa (POD-P)
- Modulación de la inyección de potencia reactiva (POD-Q)

Los controles de inyección de potencia activa están ligados la fuente primaria de energía del convertidor, en el caso de sistemas con almacenamiento de energía, por ejemplo, plantas de hidrocarburos; el control POD-P se puede implementar de manera completa, inyectando o disminuyendo potencia. Sin embargo, en parque fotovoltaicos únicamente se puede implementar disminuyendo la potencia (en ausencia de fuente primaria a elevar como lo podrían ser bancos de baterías).

La Figura 2.5 es un esquema general de los controles POD donde se observa un filtro paso bajo, filtro paso alto, compensador de fase, la ganancia de control y los parámetros suplementarios de control, donde:

y_P, y_Q : Son señales de entrada

$\Delta P^{ref,POD}$: Es la referencia suplementaria de potencia activa

$\Delta Q^{ref,POD}$: Es la referencia suplementaria de potencia reactiva

$-\Delta P_{max}, \Delta P_{max}$: Parámetros de saturación de potencia activa para limitar la acción de control.

$-\Delta Q_{max}, \Delta Q_{max}$: Parámetros de saturación de potencia reactiva para limitar la acción de control.

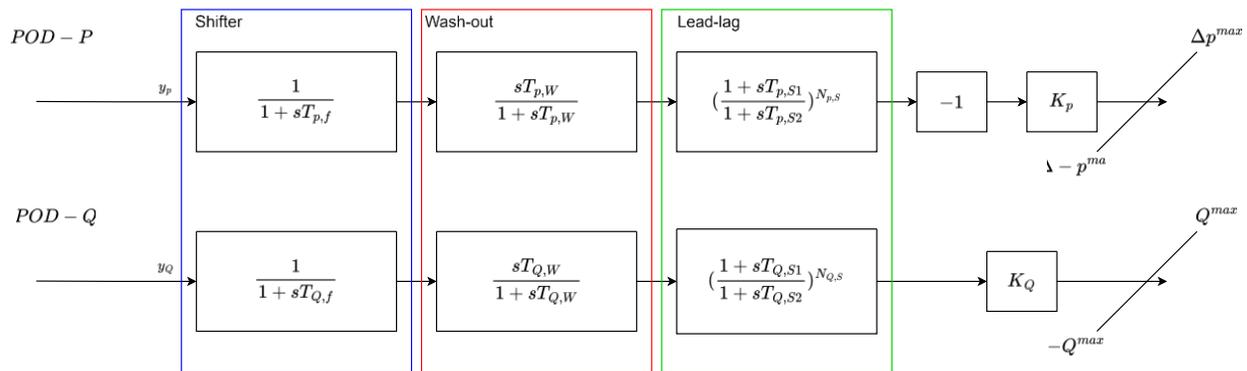


Figura 2.5 Esquema general de controles POD.

Criterios de aceptación para análisis de controles POD.

Debido a la necesidad de comprobar si el control del POD es suficientemente eficaz y robusto, se debe realizar un seguimiento apegado a la “Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631” donde para evaluar el comportamiento del control se proponen dos métodos de simulación, así como también sus criterios de aceptación para realizarlos:

- *Criterios de aceptación para análisis de estabilidad en señal pequeña:* La implementación de POD no introduce nuevos modos de oscilación con

amortiguamiento inferior a 5%. Todos los modos existentes tendrán un amortiguamiento mayor o igual al 5% [25].

- *Criterios de aceptación para simulación en el dominio del tiempo:* Aplicando una variación en la tensión en forma de escalón en el nodo de falla, con el POD desconectado, se debe cumplir que $\Delta P_5 M_5 < 0.5 * \Delta P_1 M_1$, para mayor claridad revisar el apartado 5.10.3.2 de [25].

2.3 Convertidor de fuente de voltaje

Los convertidores son la parte fundamental en los sistemas HVDC, ya que son los encargados de convertir la corriente alterna a corriente continua y viceversa. En los convertidores VSC el voltaje del lado de DC conserva la misma polaridad y la dirección del flujo de potencia está determinada por la polaridad de la corriente del lado de DC [26].

Los VSC funcionan a una alta frecuencia de conmutación utilizando una modulación sinusoidal por ancho de pulso (SPWM, por sus siglas en inglés) para controlar el encendido y apagado de los interruptores de conmutación, los cuales pueden ser tiristores de apagado por compuerta (GTO) o con transistor bipolar de compuerta aislada (IGBT) siendo estos últimos la tecnología más reciente y usada debido a las ventajas que presenta [27]:

- Posibilidad de controlar la potencia reactiva independientemente de la potencia activa (hacia o desde el convertidor) sin necesidad de equipos de compensación.
- Menor riesgo de fallos de conmutación.
- Puede producir su propia forma de onda de voltaje sinusoidal utilizando tecnología SPWM independientemente del sistema de CA.
- Posibilidad de conectar el sistema VSC-HVDC a una red de AC "débil".
- Respuesta dinámica más rápida debido a una operación de frecuencia de conmutación más alta (controlada por fase), lo que resulta en una menor necesidad de filtrado.
- El VSC puede proporcionar una ruta de flujo de potencia bidireccional entre la fuente de voltaje del lado de DC y el sistema de CA trifásico.

El sistema de transmisión HVDC basado en VSC consta de dos convertidores, transformadores, reactores de fase, filtros de CA, condensadores de enlace de DC y cables de DC como se muestra en la Figura 2.6 [27].

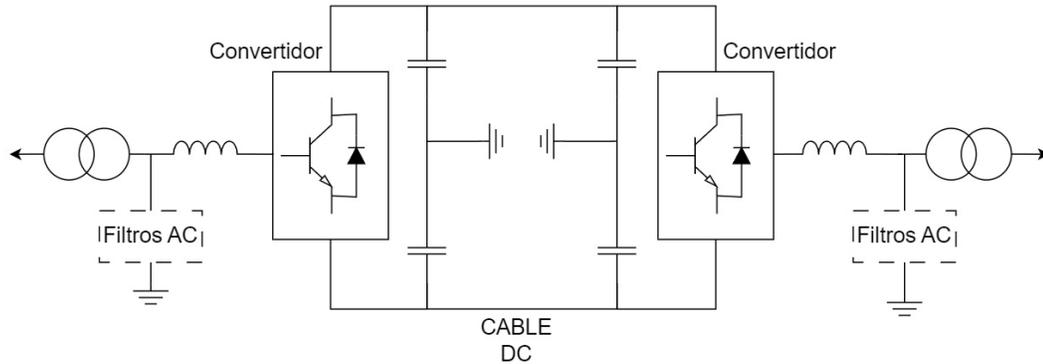


Figura 2.6 Sistema VSC-HVDC típico.

Los reactores de fase se utilizan para controlar el flujo de potencia activa y reactiva regulando las corrientes a través de ellos. Los reactores también sirven como filtros de CA y, por lo tanto, reducen los contenidos armónicos de alta frecuencia de las corrientes de CA que son causadas por la operación de conmutación de los IGBT.

2.3.1 Configuración básica

Al igual que en los convertidores convencionales, en los VSC existen la configuración de medio puente y de puente completo, también conocido como convertidor de puente H. En esta sección se muestra solo la estructura del convertidor de medio puente, ya que son los típicamente usados para los VSC trifásicos.

El VSC de medio puente consta de dos diodos y dos celdas de conmutación, en este caso transistores, como se muestra en la Figura 2.7. Los nodos n y p son los terminales del lado de DC con valor de $V_{DC}/2$, mientras que el nodo 0 es el punto de referencia de voltaje. Del lado de AC el convertidor de medio puente se conecta a una fuente de voltaje en AC a través de un reactor RL, el cual actúa como un filtro y asegura una corriente alterna de baja ondulación [26].

En cada transistor la corriente positiva se define como la corriente que fluye desde el colector al emisor. La corriente positiva en el diodo se define como la corriente que fluye desde el ánodo al cátodo. Las corrientes a través de las celdas de conmutación superior

e inferior se denotan por i_p e i_n , respectivamente. Por lo tanto $i_p = i_{Q1} - i_{D1}$ e $i_n = -(i_{Q4} - i_{D4})$.

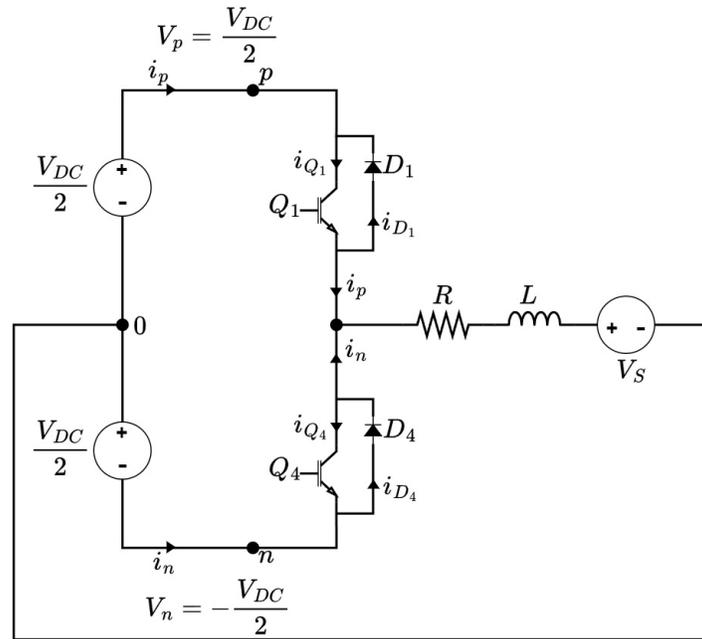


Figura 2.7 Circuito simplificado de un convertidor de medio puente.

2.3.2 Principio de operación

El funcionamiento del convertidor de medio puente se realiza controlando el encendido y apagado de los transistores Q_1 y Q_4 , mediante una estrategia de modulación sinusoidal por ancho de pulso. La estrategia de modulación más común es comparar una forma de onda triangular periódica de alta frecuencia, a la cual se le llama señal portadora, con una forma de onda de variación lenta conocida como señal moduladora. Las intersecciones de la señal portadora y la señal moduladora determinan los instantes de conmutación de Q_1 y Q_4 [26].

A continuación, se muestra a detalle este proceso, en la Figura 2.8 (a) se encuentra la señal portadora (señal triangular) con una onda periódica de periodo T_s y que oscila entre -1 y 1. En la Figura 2.8 (b) y (c) se observa que, si en el momento de cruce entre las dos señales, la señal moduladora es mayor que la señal portadora, se emite un pulso de encendido para Q_1 , es decir se envía un valor lógico de 1, y se apaga Q_4 enviando un 0.

Cuando la señal moduladora es menor que la señal portadora se apaga Q_1 y se enciende Q_4 .

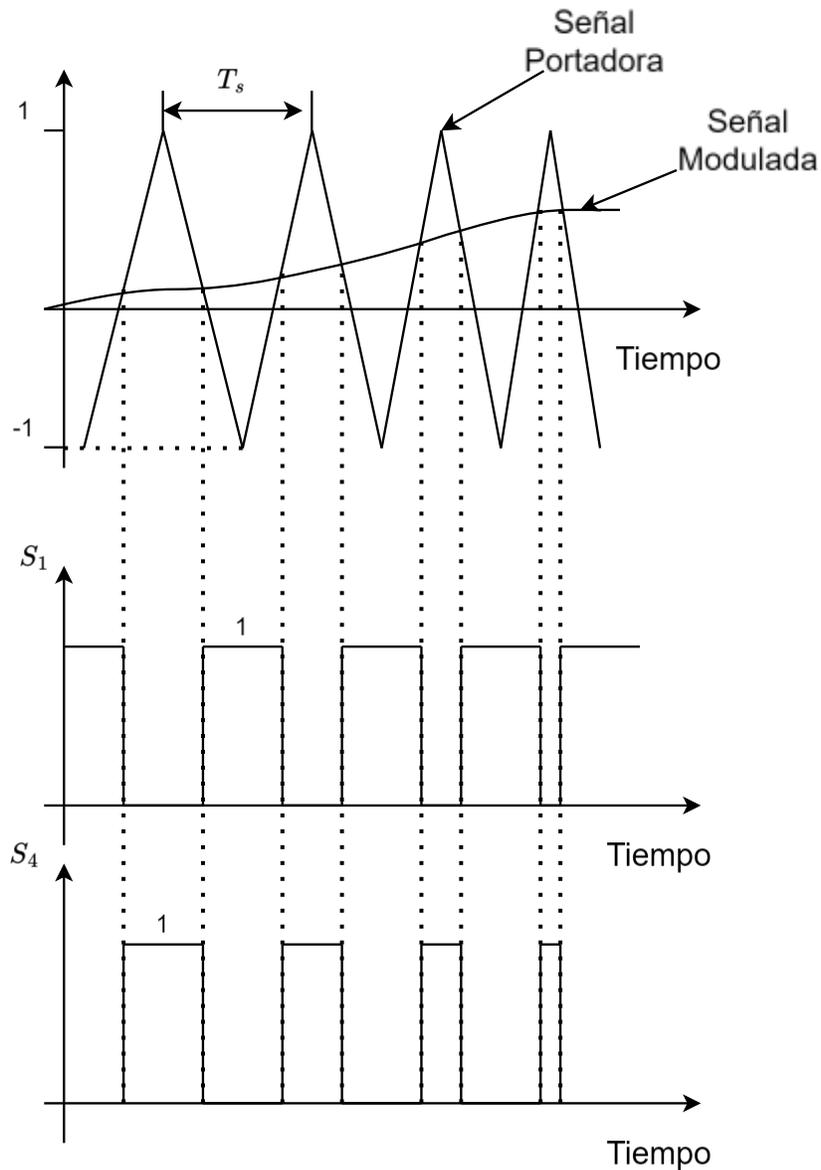


Figura 2.8 Señales para la estrategia de conmutación SPWM: (a) señales portadoras y moduladoras; (b) función de conmutación del interruptor Q_1 ; (c) función de conmutación del interruptor Q_4 .

Hay que tener en cuenta que el interruptor conduce solo si se proporciona el comando de encendido y la dirección de la corriente se ajusta a las características del interruptor. Es decir, un IGBT puede conducir solo si se le envía el comando de encendido y si el flujo de corriente es del colector al emisor.

2.3.3 Modelo promediado de un VSC trifásico

Para fines de análisis dinámico y diseño de control, el conocimiento de los detalles de alta frecuencia de las variables no es completamente necesario, ya que los compensadores y filtros en un sistema de control de lazo cerrado no reaccionan a los componentes de alta frecuencia.

Es por esto por lo que, en ocasiones es preferible prestar mayor atención a la dinámica de los valores promedio de las variables, en lugar de la dinámica de los valores instantáneos. Además, el modelo promediado también nos permite describir la dinámica del convertidor como una función de la señal moduladora [26].

Un convertidor VSC trifásico está compuesto por tres convertidores de medio puente idénticos, cada uno para una fase, estos se encuentran conectados en paralelo del lado de DC a una misma fuente de voltaje en DC. En la Figura 2.9 se muestra un diagrama esquemático del convertidor trifásico.

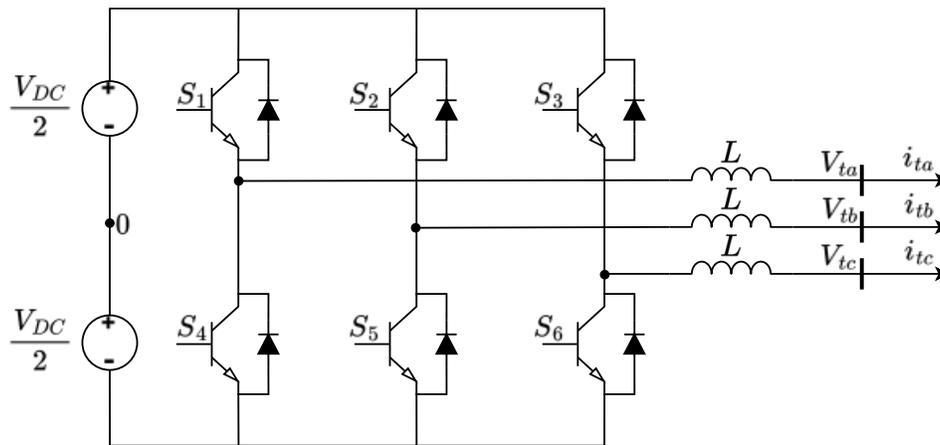


Figura 2.9 Diagrama de un VSC trifásico.

Ya que existe un convertidor por fase, el voltaje para cada fase del lado de CA se define como:

$$V_{ta}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_a(t) \quad (2.2)$$

$$V_{tb}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_b(t) \quad (2.3)$$

$$V_{tc}(t) = \frac{V_{DC}}{2} m_c(t) \quad (2.4)$$

Donde, $m_{abc}(t)$ constituye una señal trifásica balanceada, expresada como

$$m_a(t) = m(t) \cos(\omega t + \theta) \quad (2.5)$$

$$m_b(t) = m(t) \cos\left(\omega t + \theta - \frac{2\pi}{3}\right) \quad (2.6)$$

$$m_c(t) = m(t) \cos\left(\omega t + \theta - \frac{4\pi}{3}\right) \quad (2.7)$$

Donde, ω y θ son la frecuencia y el desfase angular respectivamente, mientras que $m(t)$ representa la señal moduladora.

Hay que recalcar que el modelo promediado es válido para un rango de baja frecuencia hasta la frecuencia de conmutación, para propósitos de análisis dinámicos y para diseños de controladores, siendo útil para trabajar a altas velocidades de simulación, sin embargo, no detalla la dinámica de cada interruptor y tampoco se pueden simular fallas en DC [28].

2.3.4 Modelo dinámico de un sistema inversor VSC-HVDC

Para analizar el comportamiento del inversor, se supone que la potencia entre el inversor y el rectificador están en equilibrio $P_{inv} = P_{rect}$, por lo que la energía en el enlace DC no varía. La ecuación (2.8) describe el lado del inversor conectado a la red [27].

$$E_{abc} = -L \frac{d}{dt} i_{abc} + v_{abc} - R i_{abc} \quad (2.8)$$

Las corrientes i_{abc} y voltajes v_{abc} trifásicos se deben transformar en un sistema de referencia dq , esto permite que el esquema de control de un sistema convertidor trifásico procese señales DC en lugar de señales sinusoidales y, por lo tanto, proporcione una estructura más simple. Realizando la transformación al sistema de referencia dq se tiene:

$$E_d = L \frac{d}{dt} i_d - \omega L i_q + v_d + R i_d \quad (2.9)$$

$$E_q = L \frac{d}{dt} i_q + \omega L i_d + v_q + R i_q \quad (2.10)$$

Donde ω es la frecuencia del sistema expresada en $\frac{rad}{s}$.

En el sistema de referencia dq el intercambio de potencia está dado por

$$P_{dq} = \frac{3}{2} (v_d i_d + v_q i_q) \quad (2.11)$$

Sabiendo que $P_{dq} = P_{dc} = V_{dc} * I_{dc}$ se obtiene la corriente en DC en estado estable.

$$I_{dc} = \frac{P_{dq}}{V_{dc}} = \frac{3(v_d i_d + v_q i_q)}{2V_{dc}} \quad (2.12)$$

2.3.5 Modelo dinámico de un sistema rectificador VSC-HVDC

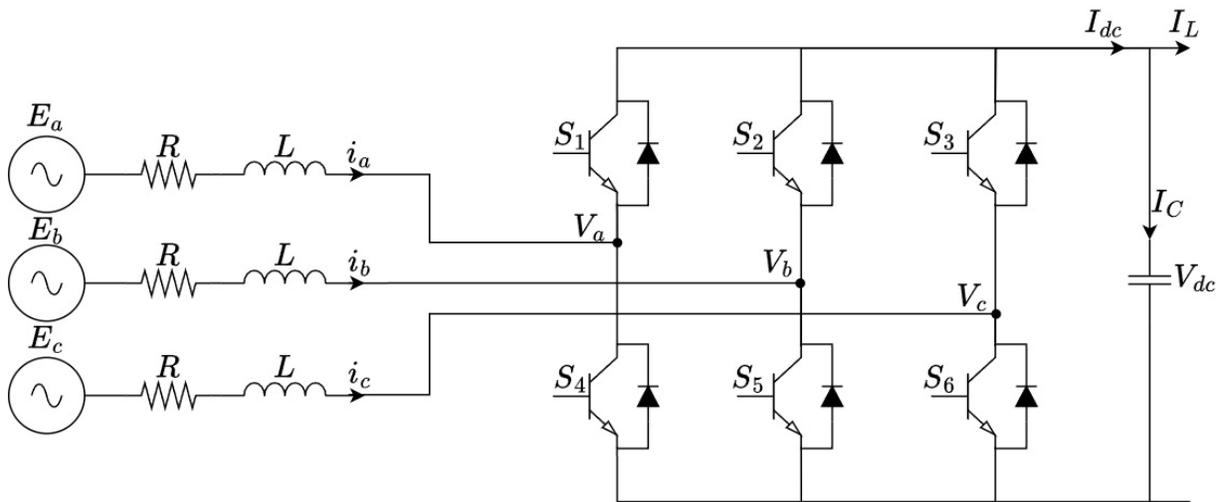


Figura 2.10 Esquema de un sistema rectificador VSC-HVDC.

Las ecuaciones que describen la dinámica de un rectificador trifásico están dadas por el voltaje y la corriente de línea, obteniendo las ecuaciones (2.13) a (2.15) [27].

$$C \frac{d}{dt} V_{dc} = i_c \quad (2.13)$$

$$L \frac{d}{dt} i_d = \omega L i_q + E_d - v_d \quad (2.14)$$

(2.15)

$$L \frac{d}{dt} i_q = -\omega L i_d + E_q - v_q$$

donde V_{dc} e i_c denotan la tensión del enlace de continua y la corriente del condensador respectivamente y C es la capacitancia del enlace en corriente continua. También puede obtenerse la potencia del rectificador dada por los voltajes de la fuente E_d y E_q .

$$\frac{d}{dt} P_{rect} = \frac{3}{2} i_d E_d = \frac{3 E_d}{2 L} (E_d - v_d) \quad (2.16)$$

2.3.6 Principio de control

El principio básico del control de corriente vectorial es desacoplar y controlar la potencia activa y reactiva independientemente a través de un control realimentado de corriente interna, como se muestra en el esquema general de un sistema VSC-HVDC de la Figura 2.11. Para realizar esto, el sistema de control crea un marco dq del convertidor donde se aplica un PLL para asegurarse de que el eje d del marco dq del convertidor este siempre alineado con el voltaje del filtro del bus y sincronizar el VSC con el sistema de CA [29]. Finalmente, las señales de conmutación de los IGBT se calculan mediante modulación de ancho de pulso (SPWM).

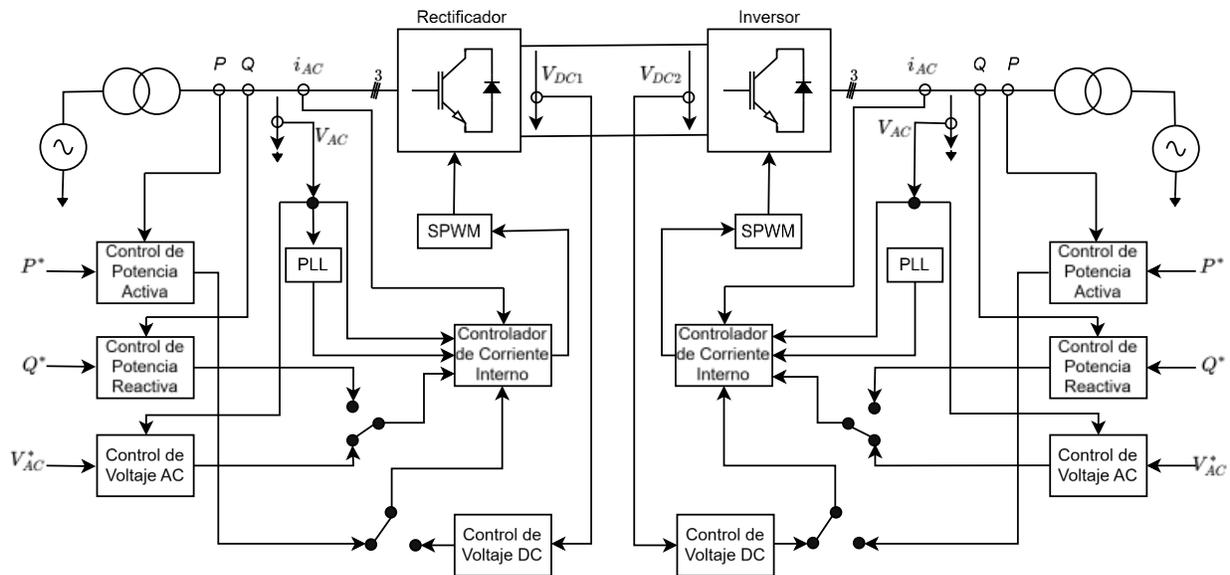


Figura 2.11 Esquema de control de un sistema VSC-HVDC.

En la Figura 2.12, se observan los sistemas de control externos que determinan los valores de las corrientes de los ejes d y q , los cuales son los valores que toma de referencia, mientras que el control interno determina el voltaje general de los módulos del convertidor en lado de CA. Además, los límites de corriente se pueden establecer directamente en función de la capacidad de potencia del sistema [14].

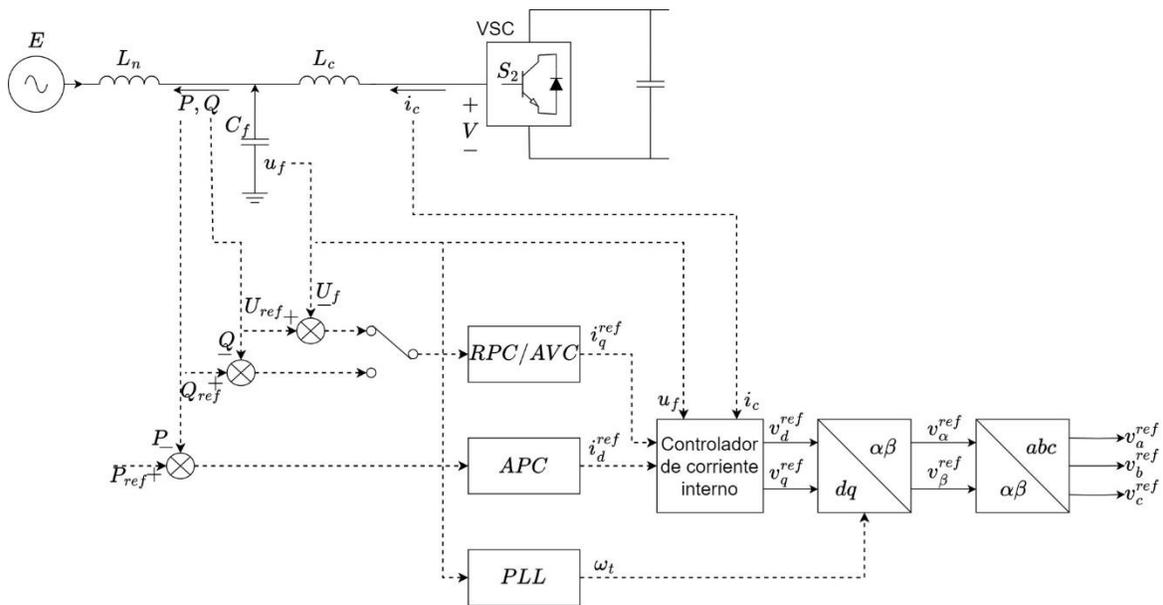


Figura 2.12 Diagrama de bloques de control de un VSC-HVDC utilizando control de corriente vectorial [29].

Cabe resaltar que una implementación simple de un controlador de corriente interno se logra mediante la ley de control de tipo proporcional obteniendo la expresión (2.17).

$$V_{ref}^c = \alpha_c L_c (i_{ref} - i_c^c) + j\omega_1 L_c i_c^c + H_{LP}(s) u_f^c \quad (2.17)$$

Donde α_c es el ancho de banda de lazo cerrado deseado del controlador de corriente interna, i_{ref} es la referencia de corriente del convertidor y V_{ref}^c es la referencia de tensión del VSC. El superíndice "c" indica el marco dq del convertidor. El término $j\omega_1 L_c i_c^c$ se utiliza para eliminar el denominado acoplamiento cruzado. $H_{LP}(s)$ es un filtro paso bajas para rechazar las perturbaciones del controlador de corriente [29]. Los valores de referencia que se obtienen de los controladores externos se proporcionan a continuación.

Controlador de potencia reactiva (RPC). La potencia reactiva que fluye hacia o desde el VSC está controlada por la magnitud del voltaje del VSC. Se puede aplicar un controlador proporcional-integral (PI), tal que:

$$i_q^{ref} = \left(K_p^Q + \frac{K_i^Q}{s} \right) [Q_{ref} - Q] \quad (2.18)$$

Controlador de voltaje alterno (AVC). El convertidor VSC-HVDC puede controlar el voltaje del bus de filtro en lugar de la potencia reactiva. La salida del AVC es la misma que la del RPC. Aplicando un controlador PI se tiene:

$$i_q^{ref} = \left(K_p^U + \frac{K_i^U}{s} \right) [U_{ref} - U_f] \quad (2.19)$$

Controlador de potencia activa (APC). La potencia activa que fluye hacia o desde el VSC está controlada por el ángulo de fase del voltaje del VSC. Se puede aplicar un controlador proporcional-integral (PI), tal que:

$$i_d^{ref} = \left(K_p^P + \frac{K_i^P}{s} \right) [P_{ref} - P] \quad (2.20)$$

Lazo de bloqueo de fase (PLL, por sus siglas en inglés). La función del PLL es sincronizar el VSC con el sistema de CA y se puede diseñar utilizando el concepto del marco dq del convertidor, es decir, se aplica un controlador PI para minimizar la componente q del voltaje del filtro del bus en el marco dq del convertidor. En la Figura 2.13 se muestra el diagrama de bloques de control del PLL para el control de corriente vectorial.

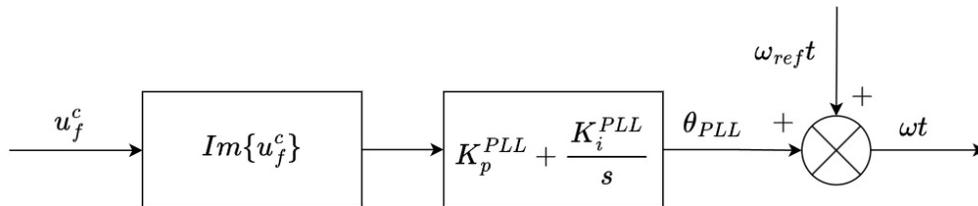


Figura 2.13 Diagrama de un PLL para un control de corriente vectorial.

2.4 Modelado de sistemas

Las expresiones (2.21 a (2.28 describen el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico de potencia, siendo estas las empleadas habitualmente por la literatura [30]. Estas expresiones hacen referencia al conjunto de expresiones algebraicas del estator (2.21 y las ecuaciones de red de los buses de generación y carga (2.22 y (2.23

respectivamente, así como las ecuaciones diferenciales (2.24) a (2.26) [31] que describen el modelo dinámico de la maquina síncrona de la Figura 2.14:

$$0 = V_i e^{j\theta_i} + (R_{si} + jX'_{di})(I_{di} + jI_{qi}) e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} - [E'_{di} + (X'_{qi} - X'_{di})I_{qi} + jE'_{qi}] e^{j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} \quad i = 1, \dots, m. \quad (2.21)$$

$$V_i e^{j\theta_i} (I_{di} - jI_{qi}) e^{-j(\delta_i - \frac{\pi}{2})} + P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.22)$$

$$P_{Li}(V_i) + jQ_{Li}(V_i) = \sum_{k=1}^n V_i V_k Y_{ik} e^{j(\theta_i - \theta_k - \alpha_{ik})} \quad i = m + 1, \dots, m \quad (2.23)$$

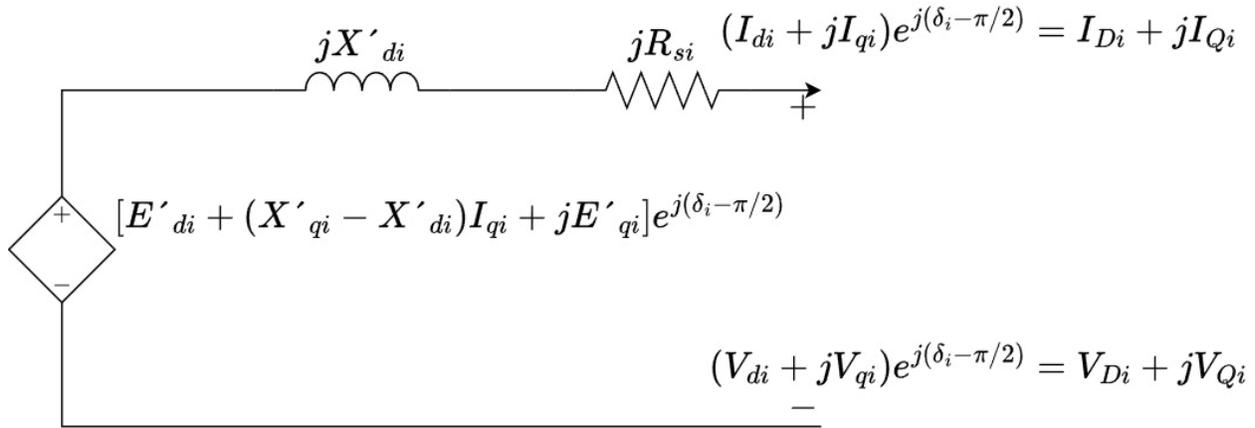


Figura 2.14 Circuito del modelo dinámico de la maquina síncrona.

$$T_{Ei} \frac{dE_{fdi}}{dt} = - (K_{Ei} + S_{Ei}(E_{fdi})) E_{fdi} + V_{Ri} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.24)$$

$$T_{Fi} \frac{dR_{fi}}{dt} = -R_{fi} + \frac{K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} \quad i = 1, \dots, m \quad (2.25)$$

$$T_{Ai} \frac{dV_{Ri}}{dt} = -V_{Ri} + K_{Ai} R_{fi} - \frac{K_{Ai} K_{Fi}}{T_{Fi}} E_{fdi} + K_{Ai} (V_{refi} - V_i) \quad i = 1, \dots, m \quad (2.26)$$

Si bien, estas expresiones dejan en claro que los sistemas de potencia son altamente no-lineales, ya sea debido a las fluctuaciones presentes a lo largo de su tiempo de operación o debido a algún cambio en su estructura de funcionamiento, es posible

realizar una serie de consideraciones ampliamente desarrolladas en [30] para la linealización del sistema y su posterior estudio [3] [16].

Es por ello por lo que, es posible representar un sistema eléctrico de potencia mediante las expresiones de forma:

$$\dot{x} = f(x, y, u) \quad (2.27)$$

$$0 = g(x, y) \quad (2.28)$$

Donde, x y u , representan los vectores de estado y entrada, respectivamente, mientras que y representa una serie de variables de salida relacionadas con voltajes y corrientes [30].

2.4.1 Modelo linealizado del sistema

El análisis de estabilidad en señal pequeña de un SEP es habitualmente realizado teniendo en consideración un punto de equilibrio, así como también un sistema correctamente linealizado. Un sistema eléctrico de potencia presenta perturbaciones y cambios de punto de operación durante el día por lo que es considerado un sistema no lineal invariante en el tiempo, sin embargo, los cambios presentados ante condiciones normales de operación son los suficientemente pequeños para que sea posible linealizar el modelo del sistema [30], [19].

El proceso de linealización suele ser un proceso arduo, pero confiable, afortunadamente existe una gran variedad de herramientas de cómputo que permiten la linealización eficiente de los SEP's en estudio. El rango de estudio de este documento no pretende presentar una estrategia de linealización, es por ello por lo que se recomienda al lector la bibliografía [30] para su profunda revisión.

Por lo tanto, partiendo de un sistema no lineal y fijando un punto de equilibrio x^0 , y^0 y u^0 , es posible llegar a un sistema correctamente linealizado, el cual, se encuentre descrito por las siguientes expresiones:

$$\Delta \dot{x}_s = A_s \Delta x_s + B_s \Delta U_s \quad (2.29)$$

$$\Delta y_s = C_s \Delta x_s + D_s \Delta U_s \quad (2.30)$$

Donde, el sufijo "s" denota una relación intrínseca del modelo con generadores síncronos tradicionales, adicionalmente, tenemos que:

$A_s \rightarrow$ Matriz de estado

$B_s \rightarrow$ Matriz de entradas

$C_s \rightarrow$ Matriz de salidas

$D_s \rightarrow$ Matriz de transición directa (usualmente 0)

Las expresiones (2.29) y (2.30) son empleadas para representar el sistema cuando se integran fuentes de energía distintas al generador síncrono tradicional, tales como; generadores con inversores asociados, FACTS o inclusive HVDC.

$$\Delta \dot{x}_T = A_T \Delta x_T + B_T \Delta U_T \quad (2.31)$$

$$\Delta y_T = C_T \Delta x_T + D_T \Delta U_T \quad (2.32)$$

Donde el sufijo "T" representa la incorporación de tecnologías emergentes adicionales al caso de estudio. Una representación en diagrama de bloques de este modelo es presentada en la Figura 2.15.

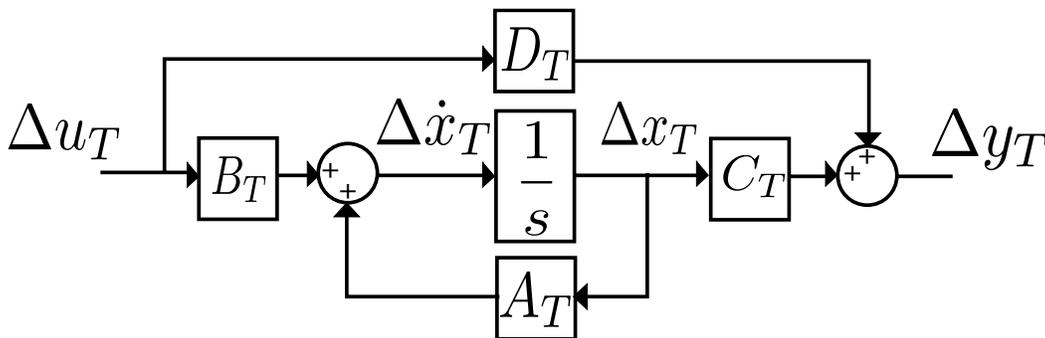


Figura 2.15 Representación de espacio de estados del modelo lineal de un sistema de potencia con generación síncrona y asíncrona.

La estructura de un sistema correctamente linealizado pone a nuestra disposición las matrices A, B, C y D , las cuales resultan de gran utilidad, tanto para identificación de modos oscilatorios, como para el diseño del control de oscilaciones del sistema. Para el caso particular de los modos oscilatorios, es posible realizar una detección rápida al

observar los eigen valores de la matriz de estados A , los cuales, representan la frecuencia (parte imaginaria) y el amortiguamiento (parte real) de estos modos.

Es posible encontrar los eigen valores de la matriz A , mediante la siguiente metodología.

Un vector propio “ x ” de una matriz “ A ” existe, si un escalar “ λ ” el cual es llamado valor propio de la matriz cumple con $Ax = \lambda x$.

Se toma como ejemplo la matriz $A = \begin{bmatrix} 3 & 2 & 4 \\ 2 & 0 & 2 \\ 4 & 2 & 3 \end{bmatrix}$ y el vector $x = \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix}$

$$Ax = \begin{bmatrix} 3 & 2 & 4 \\ 2 & 0 & 2 \\ 4 & 2 & 3 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 16 \\ 8 \\ 16 \end{bmatrix}$$

Por lo cual se puede tomar $\lambda = 8$, así

$$\lambda x = 8 \begin{bmatrix} 2 \\ 1 \\ 2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 16 \\ 8 \\ 16 \end{bmatrix}$$

Ya que se cumple la expresión $Ax = \lambda x$ se dice que x es un vector propio de A correspondiente al valor propio λ .

Se puede obtener el valor propio de una matriz aplicando el determinante de la siguiente manera:

$$p_A(\lambda) = \det(A - \lambda I_n) = 0$$

Donde I_n es la matriz identidad del mismo tamaño que A .

2.5 Modelado de un sistema con HVDC

Los sistemas HVDC son clasificados como cargas no convencionales dentro del análisis de sistemas eléctricos de potencia y pueden ser analizados y modelados mediante las consideraciones propuestas a continuación.

2.5.1 Estructura fundamental de un sistema HVDC

Los sistemas HVDC de tecnología VSC son comúnmente conformados por los siguientes elementos generales [32]:

- Transformadores convertidores (2 o 4 en las bases de los enlaces de HVDC).
- Reactores convertidores (2 o 4 en las bases de los enlaces de HVDC).
- Filtros AC.
- Convertidores, por VSC (Voltage Source Converter, por sus siglas en inglés) o por MMC (Modular Multilevel Converter, por sus siglas en inglés).
- Sistemas de enfriamiento y ventilación de los convertidores.
- Sistemas de control y protección de los convertidores.
- Sistemas de interruptores en corriente directa en las terminales emisoras y receptoras.
- Cables de potencia en las bases de las terminales del enlace HVDC.

2.5.2 Esquema de control de un sistema HVDC

El control del polo del rectificador y el inversor esta dado por el diagrama de bloques de la Figura 2.16 y Figura 2.17, respectivamente, el cual muestra un control proporcional e integral.

En el caso del rectificador es necesario mantener la corriente de la línea HVDC mediante el control del ángulo de disparo, mientras que en el inversor el control del ángulo se realiza para mantener el voltaje HVDC deseado [33].

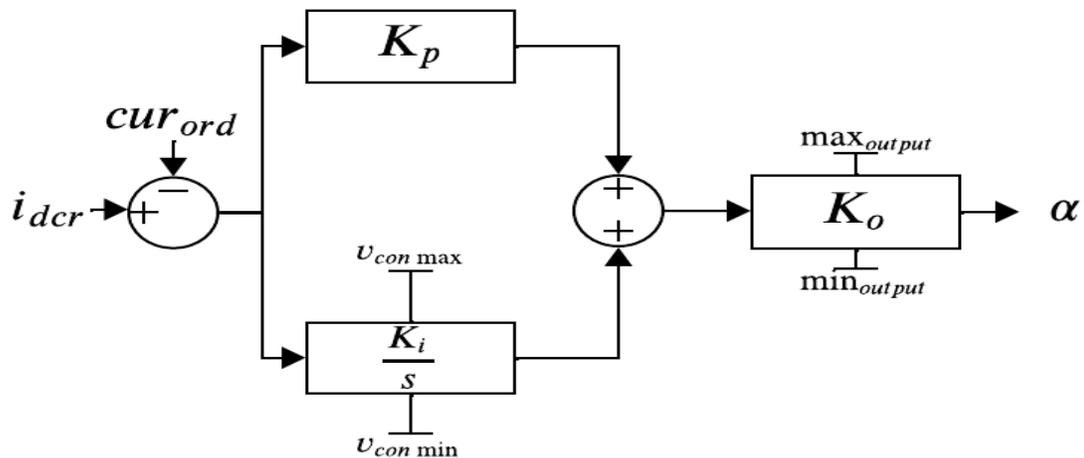


Figura 2.16 Diagrama de bloques del control de un rectificador.

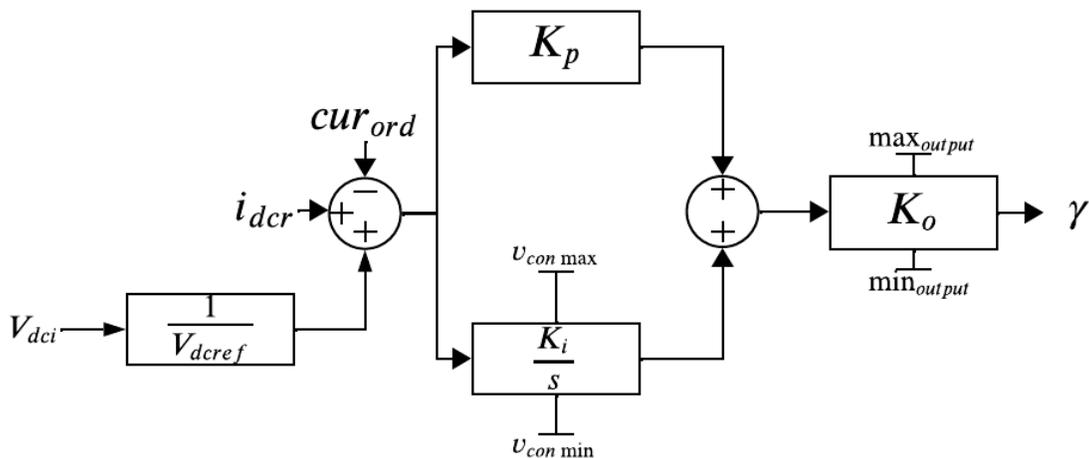


Figura 2.17 Diagrama de bloques del control de un inversor.

2.6 Modelado de la estructura de control de amortiguamiento, basado en el modelo de PSS

Resulta conveniente tener una estructura de control que permita amortiguar oportunamente estas oscilaciones durante un evento transitorio y lograr la estabilidad del sistema, garantizando la seguridad de los equipos y la calidad de la energía. Por lo cual cobra especial importancia el estudio y diseño de metodologías de control, las cuales permitan lograr estándares requeridos en los sistemas con el fin de encontrar un estado estable.

Este estudio adopta la lógica aplicada en los PSS, sin embargo, se realizan modificaciones bajo la premisa de, desarrollar un control el cual permita llevar a un estado estable al sistema en un tiempo oportuno, mediante la integración de nuevas tecnologías de transmisión.

En la expresión (2.33) se observa la función de transferencia de la estructura de control basada en la lógica de un PSS, similar a la mostrada en la expresión (2.1) de la sección 2.2.1, sin embargo, se aprecia la adición de la función de transferencia correspondiente a un “*phase shifter*”.

$$G_c(s) = K_d \left[\frac{T_1 s + 1}{T_2 s + 1} \right]^n \left[\frac{T_{wh} s}{1 + T_{wh} s} \right]^m \left[\frac{1}{1 + T_{sh} s} \right] \quad (2.33)$$

Ganancia
Lead-Lag
Wash-out
Shifter

2.6.1 Filtro wash-out

El filtro *wash-out* realiza la función de un filtro pasa altas, ver Figura 2.18, el cual puede atenuar las señales que se encuentran debajo de una frecuencia de corte permitiendo solo las señales de interés situadas por encima de la frecuencia de corte, es decir, la banda de paso.

Este filtro “rechaza” entradas en estado estable de un sistema determinado, permitiendo así entradas en estado transitorio del sistema.

Su constante de tiempo T_w se define con un valor suficientemente alto para permitir que pase las oscilaciones de ω sin cambios. Sin este filtro, los cambios constantes de velocidad modificarían el voltaje en terminales [9].

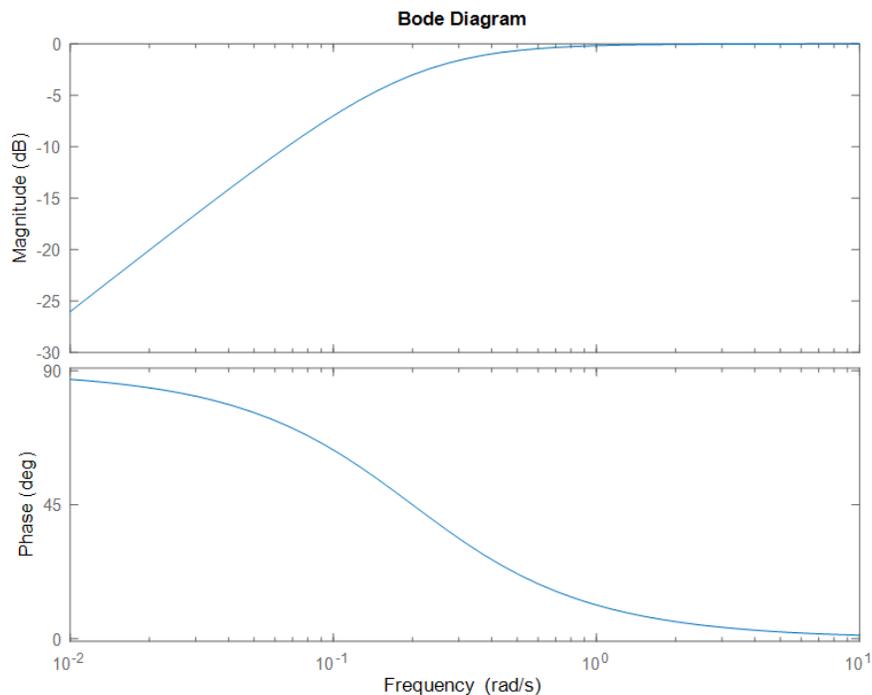


Figura 2.18 Diagrama de bode del filtro wash-out.

El filtro wash-out añade un pequeño adelanto de fase al residuo, en este caso el feedback, sin embargo, este residuo resulta tan pequeño que no tendrá un efecto considerable a la entrada, por lo cual, podemos considerarlo despreciable. Si bien, este no aporta un cambio notorio en los resultados, es importante estar conscientes de dicho desfase.

Matemáticamente, la función de transferencia de un filtro wash-out, está representado de la siguiente forma:

$$G_{wo}(s) = \frac{sT_w}{1 + sT_w} \quad (2.34)$$

Donde, T_w es constante de tiempo del filtro el cual se establece de acuerdo con el efecto deseado, el valor típico esta entre 1 a 20 segundos [9].

2.6.2 Phase Shifter

Como se ha mencionado, los PSS han sido los estabilizadores de potencia tradicionales con la estructura ya descrita, sin embargo, en ciertos casos es necesario investigar la integración de nuevos elementos para mejorar el amortiguamiento de los modos inter-área debido a su importante efecto de inestabilidad en los sistemas. Por lo anterior, en [34] se propone usar desplazadores de fase estáticos (SPS, por sus siglas en inglés *Static Phase Shifter*) para ayudar y mejorar las deficiencias del PSS.

Existen distintos tipos de *Phase Shifter* y según el tipo y su ubicación en el sistema, se puede utilizar para mitigar oscilaciones de señal pequeña y/o mejorar la estabilidad transitoria, además de regular el flujo de potencia en estado estable [35].

La función de transferencia del corrimiento de fase esta dado por:

$$G_{sh}(s) = \frac{1}{1 + sT_F} \quad (2.35)$$

2.6.3 Lead-Lag

El *lead-lag* es un compensador de adelanto y atraso, del cual se calcula el desfase necesario para compensar el desfase entre la entrada del excitador y el par eléctrico del generador. En la práctica, la compensación de fase se puede ajustar para que la rama

del lugar geométrico de las raíces del sistema salga del modo inter-área y mejore el par de amortiguación y el par de sincronización. Cuenta con dos constantes de tiempo T_1 y T_2 y su función de transferencia se define como [3]:

$$G_u(s) = \left[\frac{T_1 s + 1}{T_2 s + 1} \right]^n \quad (2.36)$$

Las constantes de tiempo del numerador y del denominador se calculan como:

$$T_1 = aT_2 \quad (2.37)$$

$$T_2 = \frac{1}{\omega\sqrt{a}} \quad (2.38)$$

$$a = \frac{\sin\theta_w + 1}{-\sin\theta_w + 1} \quad (2.39)$$

Donde, ω es la frecuencia del modo a controlar en $\left[\frac{rad}{seg} \right]$ y θ_w es el ángulo de apertura del modo oscilatorio en $[rad]$.

3 Metodología para la implementación del control de amortiguamiento en sistemas eléctricos de potencia utilizando un sistema HVDC

En esta sección se describen los elementos necesarios para el diseño e implementación de un control de amortiguamiento de oscilaciones en un sistema eléctrico de potencia, así como también la serie de pasos propuestos para esta tarea, dando como resultado un resumen en forma de diagrama de flujo.

3.1 Software.

La etapa de simulación de este trabajo es realizada mediante el paquete de funciones del Software de procesamiento matemático Matlab con nombre *Power System Toolbox* (PST). Esta herramienta es capaz de realizar un amplio catálogo de estudios para sistemas de potencia, entre los cuales encontramos el análisis de flujos de carga; estudio que nos permite obtener un conjunto de condiciones factibles del sistema, teniendo así un punto de partida sólido para una simulación dinámica [33].

En PST se proporcionan modelos de máquinas y sistemas de control para realizar simulaciones de estabilidad transitoria y también para construir modelos en espacio de estado. Los modelos y funciones se presentan en archivos “.m” de Matlab por lo que el usuario puede ensamblar sus propios modelos personalizados de sistemas eléctricos de potencia. Para describir el sistema, se definen matrices con las características de los elementos del SEP, entre las cuales describen los buses, líneas, modelos de máquinas, excitadores, convertidores y cargas, entre otros.

3.1.1 Descripción de sistemas eléctricos de potencia para su uso en PST

Como se mencionó anteriormente, PST trabaja con matrices declaradas en un archivo “.m” para describir el sistema que se quiere analizar, lo primero que se debe implementar es la estructura del SEP para el cálculo de flujos de carga, definiendo buses y líneas mediante las matrices *bus* y *line*, las cuales requieren datos concretos para así tener una simulación precisa. En el ANEXO 2 de este documento se encuentran todas las características y datos necesarios para definir estas matrices, así como también el

formato específico para los archivos con extensión “.m” los cuales son nativos de Matlab [33].

Para establecer las condiciones e iniciar los modelos de dispositivos dinámicos se requiere del cálculo de flujos de carga, además de definir la matriz de especificación *mac_con* que define los generadores y de la matriz *exc_con* que define el modelo del excitador.

Los sistemas que contienen enlaces HVDC también se debe proporcionar las características de los convertidores de DC mediante la matriz *dcsp_con* y los datos de la línea de DC con la matriz *dcl_con*.

3.2 Metodología propuesta

Para reducir las oscilaciones inter-área, se propone un control de área amplia realimentado, tomando como referencia la estructura de un PSS, utilizando como elemento de control un enlace HVDC, el cual a su vez se encuentra conectado en paralelo con un enlace convencional de AC.

En la Figura 3.1 encontramos una breve representación del sistema planteado, teniendo el poder de decisión entre controlar la estabilidad del sistema de forma convencional mediante un SVC (módulo superior, color gris), o bien, mediante el uso del enlace HVDC en paralelo, el cual es representado por el diagrama de bloques de la unidad inversora. Es importante resaltar que en todo momento se tiene una realimentación de la respuesta del sistema, mediante el modelo transitorio del generador representado en la sección inferior y conectado directamente a nuestra representación de la red.

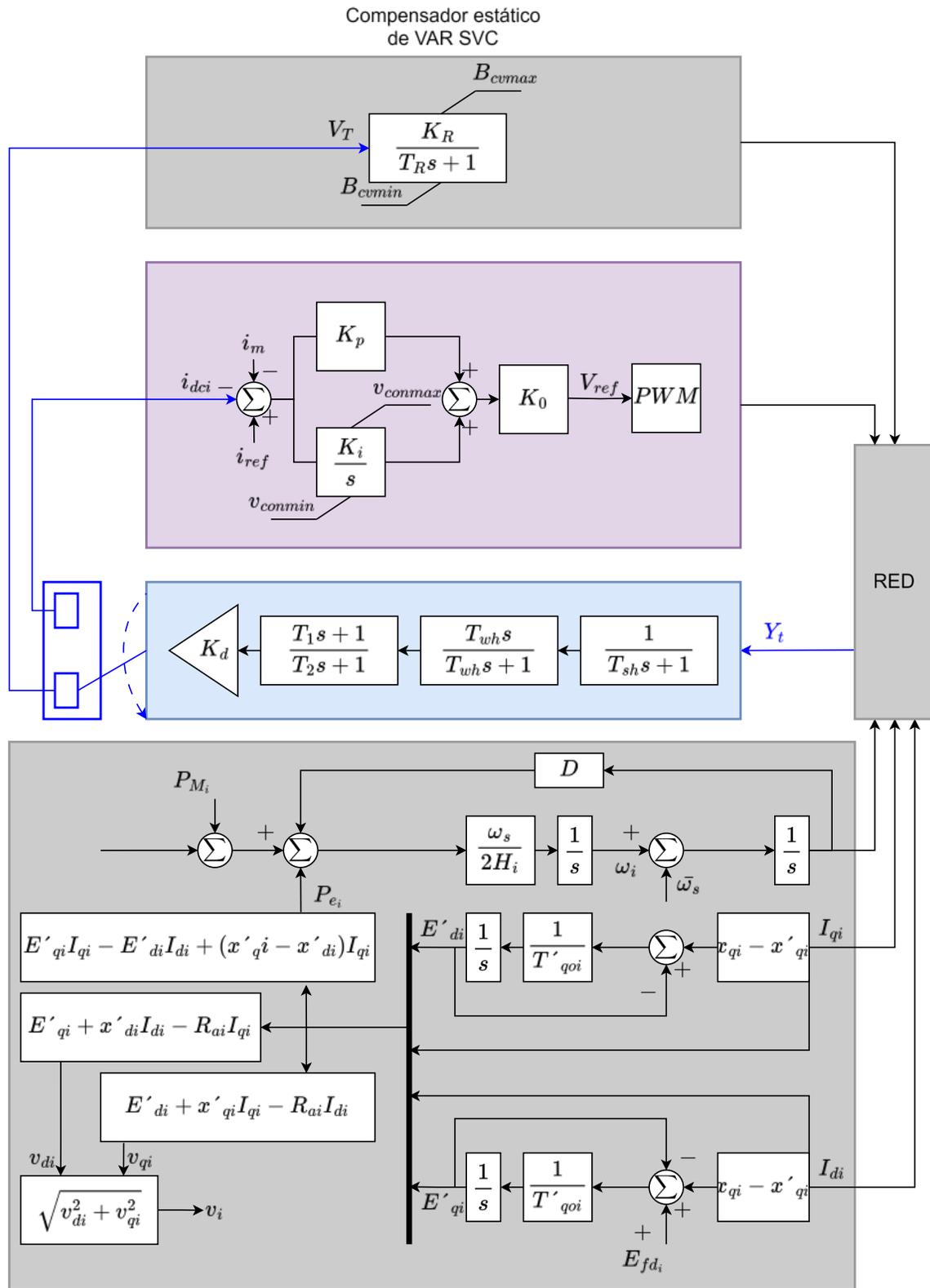


Figura 3.1 Esquema de control propuesto para amortiguaciones inter-área con sistemas HVDC.

3.3 Procedimiento para la implementación del control

Los primeros pasos para realizar el control, es conocer el sistema por lo que se adoptará el modelo lineal expresado por las ecuaciones (2.29 y (2.30 vistas en el apartado 2.4.1, donde, el sufijo *s* denota que el modelo se encuentra asociado con generadores síncronos tradicionales. Así mismo, la matriz *A* es conocida como la matriz de estados, *B* la matriz de entradas, *C* la matriz de salidas y *D* es la matriz de transición [3].

Para este proceso se dispone de la función “svm_mgen” el cual toma los modelos de PST, de esta manera se selecciona el archivo de datos que describe al sistema y se realiza un flujo de carga, hace un análisis modal del sistema, forma un modelo linealizado y se obtiene la matriz de estado.

Con las matrices del modelo linealizado del sistema se puede calcular el vector propio de la matriz *A*, e identificar el modo oscilatorio que se va a amortiguar. El vector propio cuenta con números complejos, donde la parte real representa el amortiguamiento y la parte imaginaria la frecuencia. Es importante analizar estos datos, ya que de aquí se obtendrá el valor que se desea controlar, siendo el modo inter-area con rango de frecuencia de interés menores a 1 Hz y se debe compensar estos valores, aunque la característica de la fase cambie con las condiciones del sistema [9], [10].

Una vez identificado el modo a controlar, y ya que el análisis no pretende realizar el control bajo el esquema de espacios de estados, es necesario obtener la función de transferencia $G_{sis}(s)$, a partir de las matrices del sistema obtenidas, es decir, de *A*, *B*, *C* y *D*. La función de Matlab “ss2tf” convierte una representación en el espacio de estados de un sistema a una función de transferencia de la transformada de Laplace para sistemas de tiempo continuo, por lo que se hace uso de esta función para este apartado.

Para obtener una respuesta gráfica y poder analizar bajo del Lugar Geométrico de las Raíces (LGR) puede emplearse la función de Matlab “rlocus”, la cual muestra directamente en el gráfico complejo la posición de los polos y ceros del sistema, para observar los polos que se encuentran en el semiplano derecho, así como el comportamiento de su trayectoria en el LGR. Es necesario recordar la teoría básica de control del lugar de las raíces. La teoría del lugar de las raíces dicta que, si los polos de

un sistema dinámico lineal se encuentran en la mitad derecha del plano, estos polos serán considerados inestables, mientras que, cuando se encuentran en la mitad izquierda del plano, estos serán considerados estables [36].

De igual forma, es necesario analizar de forma puntual a los sistemas, debido a que los esquemas de compensadores empleados para el control de oscilaciones utilizan variables dependientes directamente de las características y respuestas de los sistemas donde se despliega dicho control. Por ello, para este análisis en particular es necesario obtener las constantes de tiempo de los compensadores, así como la ganancia del ramal de realimentación; la determinación de estas variables se explorará a profundidad en este capítulo.

Ahora es necesario la implementación de los componentes de control en lazo abierto como se muestra en la Figura 3.1. Figura 3.1 Esquema de control propuesto para amortiguaciones inter-área con sistemas HVDC.

En primera instancia se agrega la función de transferencia del filtro wash-out $G_{wo}(s)$ en serie con la función $G_{sis}(s)$. Si bien, en la literatura no se encuentra una metodología exacta para la selección de parámetros del filtro wash-out, se establece que el valor típico de la constante de tiempo T_w para este tipo de control es de 5 segundos. Ya que el análisis se realizará mediante el LGR resulta conveniente destacar la capacidad del filtro wash-out de dar seguimiento a puntos de operación establecidos, en los cuales, regulará a cero la energía destinada al control una vez alcanzada una condición de estado estable [36].

Una vez con el filtro paso altas implementado, se debe calcular las constantes T_1 y T_2 del *lead-lag*, para esto, es necesario obtener el ángulo de compensación de fase θ_w . Para esto, se mide el ángulo de apertura φ del modo oscilatorio a controlar, como se muestra en la Figura 3.2, por lo que se toman dos puntos del LGR del sistema, p_{w1} es el polo que se desea controlar y p_{w2} es un punto dentro de la trayectoria del lugar de las raíces del mismo polo.

$$p_w = p_{w2} - p_{w1} \quad (3.1)$$

$$\varphi_{pw} = \tan^{-1} \left(\frac{p_{wi}}{p_{wr}} \right) \quad (3.2)$$

Donde, p_{wr} y p_{wi} es la magnitud de la parte real y la parte imaginaria respectivamente.

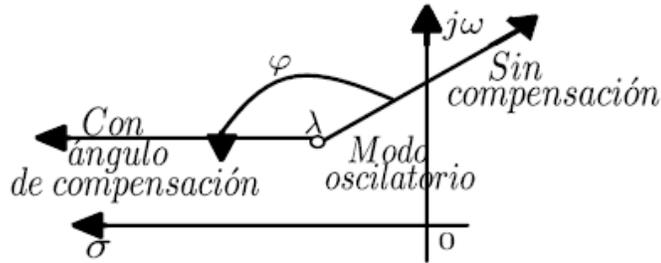


Figura 3.2 Ángulo de apertura de modo oscilatorio [10].

También es necesario conocer el ángulo de desfase que genera la función de transferencia del shifter, el valor típico de su constante de tiempo T_F es de 0.05 segundos, por lo que el ángulo se calcula de la siguiente manera:

$$\theta_{sh} = \text{ang} \left(\frac{1}{1 + sT_F} \right) = \text{ang} \left(\frac{1}{1 + j(f_m)(0.05)} \right) \quad (3.3)$$

Donde, f_m es la frecuencia del modo oscilatorio dado en $\left[\frac{\text{rad}}{\text{seg}} \right]$.

Teniendo en cuenta que se desea un adelanto de fase de 180° , el ángulo de apertura en grados se describe en la expresión (3.4), con esto es posible calcular las constantes de tiempo del compensador *lead-lag* con las expresiones (2.37) a (2.39).

$$\theta_w = 180^\circ + \varphi_{pw} + \theta_{sh} \quad (3.4)$$

Después, se agregan el filtro wash-out, el *phase shifter* y el compensador *lead-lag* en serie con el sistema y se obtiene la ganancia k_d directamente del LGR, la cual determina directamente el porcentaje de amortiguamiento que se requiere en el sistema. Cabe resaltar que en la práctica la ganancia no define por completo el amortiguamiento del sistema ya que esto depende de las condiciones de este [9], [10]. Cabe resaltar que en la práctica la ganancia no define por completo el amortiguamiento del sistema ya que esto depende de las condiciones de este [9], [10].

Finalmente, en la Figura 3.3 se muestra el esquema de control con los elementos designados anteriormente, en realimentación negativa a la función de transferencia del sistema. La señal de entrada generalmente es la diferencia de velocidades, de potencia activa o de frecuencia del sistema de potencia, ya que es aquí donde se observa el efecto del control.

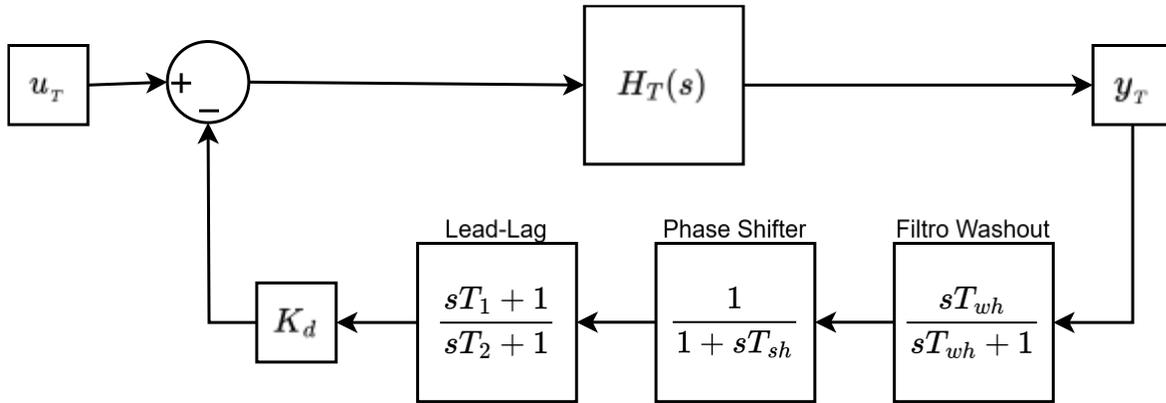


Figura 3.3 Esquema de control para amortiguación inter-área en lazo cerrado.

Se propone el Diagrama de Flujo 1, el cual resume la metodología y procedimiento descrito en esta sección.

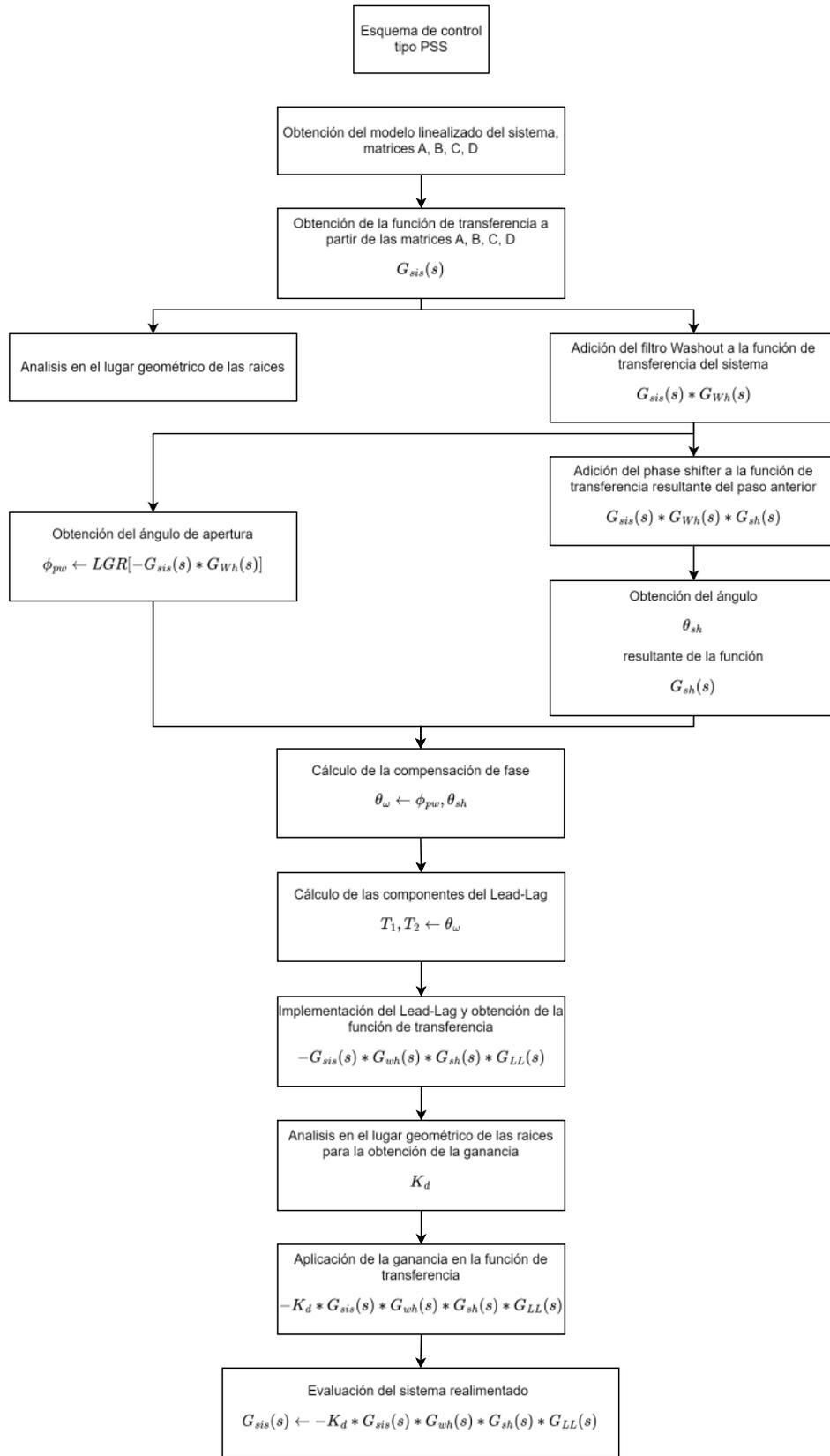


Figura 3.4 Diagrama de flujo del procedimiento para implementar el control.

4 Implementación mediante Matlab de la metodología del control de amortiguamiento en sistemas eléctricos de potencia

En esta sección se realizan una serie de simulaciones en Matlab empleando la metodología antes explicada, demostrando así su efectividad para el amortiguamiento de oscilaciones inter-área. En primera instancia se realiza una replica de los resultados obtenidos en el documento [13], donde se usa un sistema de dos áreas conectadas solamente por una línea en AC y el control se le aplica a un SVC para amortiguar las oscilaciones inter-área. Posteriormente se usan dos sistemas de análisis con enlaces en paralelo de HVAC-HVDC para implementar la estructura de control vista en a lo largo del documento.

4.1 Implementación con SVC

El sistema eléctrico de potencia usado para un primer análisis y aplicación de la estrategia de control desarrollada se muestra en la Figura 4.1, es un sistema de dos áreas con dos unidades generadoras síncronas y tres nodos, sin embargo, se agrega un cuarto nodo, el cual no se observa en el diagrama, unido por líneas de alta impedancia de 999 [pu] al nodo 1 y al nodo 3, esto ayuda a realizar el análisis transitorio sin tener que cambiar la configuración del sistema al eliminar la falla. Los datos de los generadores, buses y líneas se presentan en la Tabla 5 [10].

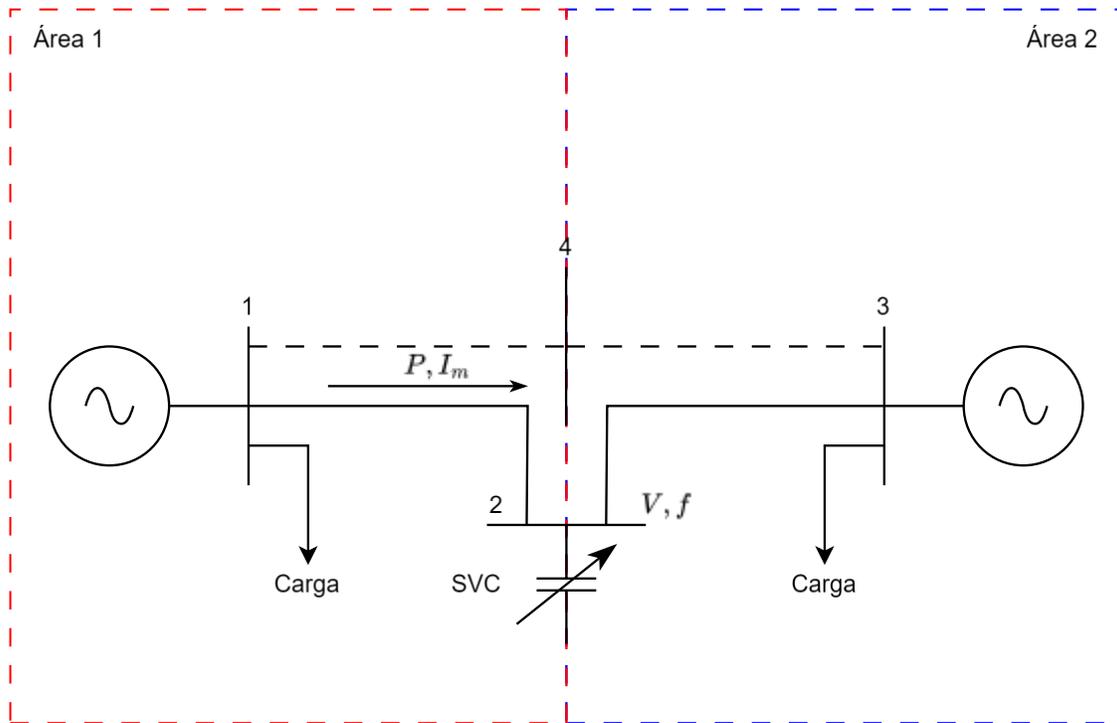


Figura 4.1 Sistema de potencia de dos áreas con control SVC.

Para el análisis, se obtuvo la matriz de espacio de estados A, de la cual se obtendrán sus eigen-valores.

$$A = a_{mat} = \begin{bmatrix} 0 & 376.99 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 1.23e-7 & -5.55e-12 & 0.0057 & -5.551e-12 & -0.00498 & -5.551e-12 \\ 0 & -376.99 & 0 & 376.991 & 0 & 0 \\ -5.76e-08 & 0 & -0.00924 & 0 & 4.959e-05 & 0 \\ 0.0016649 & 5.606e-09 & -156.29 & 5.606e-09 & -205.404 & 666 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -5 \end{bmatrix}$$

La matriz B es el modelo del voltaje de referencia del SVC, mientras que C es la diferencia de velocidades del rotor de los generadores del sistema

$$B = b_{svc} = \begin{bmatrix} 0 \\ -5.5511e-12 \\ 0 \\ 0 \\ 666 \\ 0 \end{bmatrix}$$

$$C = c_{spd1} - c_{spd2} = [0 \quad 1 \quad 0 \quad -1 \quad 0 \quad 0]$$

$$D = 0$$

Con ayuda de la función de Matlab "eig" se obtienen los eigen valores de la matriz de estados del sistema.

$$eigenvalores = \begin{bmatrix} -205.41103 + 0.0i \\ 0.0035138 + 2.665i \\ 0.0035138 - 2.665i \\ 0.00211333 + 0.0i \\ -0.0021133 + 0.0i \\ -5 + 0.0i \end{bmatrix}$$

Con los eigenvalores es posible conocer el amortiguamiento y la frecuencia, para lo cual, se toma la parte real y la parte imaginaria respectivamente. Por lo tanto, podemos decir que:

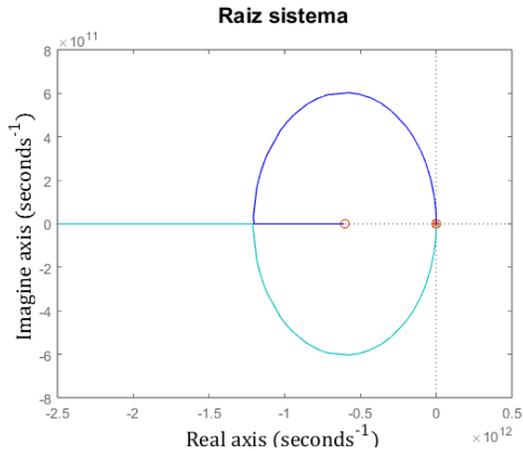
$$amortiguamiento = \begin{bmatrix} -205.41103 \\ 0.0035138 \\ 0.0035138 \\ 0.00211333 \\ -0.0021133 \\ -5 \end{bmatrix}$$

$$frecuencia(rad/s) = \begin{bmatrix} 0.0i \\ 2.665i \\ -2.665i \\ 0.0i \\ 0.0i \\ 0.0i \end{bmatrix}$$

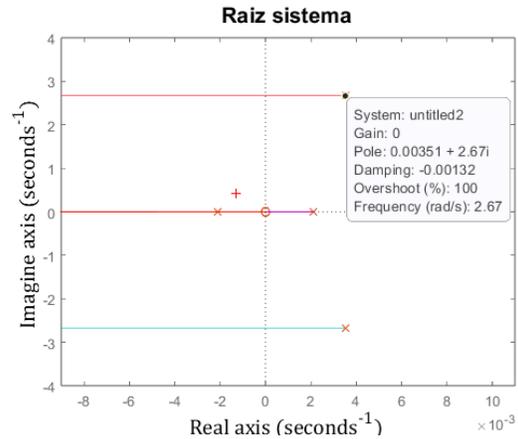
La función de transferencia del sistema linealizado se obtiene usando la herramienta “ss2tf” de Matlab a partir de las matrices A, B, C, y D y se tiene la expresión (4.1).

$$G_{spd} = \frac{-5.551e^{-12} s^5 - 3.352 s^4 - 16.76 s^3 - 7.062e^{-5} s^2 - 0.0003531 s + 3.316e^{-20}}{s^6 + 210.4 s^5 + 1033 s^4 + 1487 s^3 + 7295 s^2 - 0.00709 s - 0.03258} \quad (4.1)$$

Para observar los eigen valores del sistema y su comportamiento en el lugar geométrico de las raíces y realizar el análisis, se emplea la función “rlocus”, lo cual arroja el grafico de la Figura 4.2 (a) que, al hacer un acercamiento, se hacen observables los polos que causan inestabilidad en el sistema, observar la Figura 4.2 (b).



(a)



(b)

Figura 4.2 Lugar geométrico de las raíces del sistema con SVC.

Como se mencionó anteriormente en la metodología de control se aplicará un filtro wash-out cuya función de transferencia se presenta en la expresión (2.34). Cabe resaltar que la finalidad de implementar el filtro es obtener de mejor manera las entradas en estado transitorio.

Posteriormente, se agrega en serie la función de transferencia del shifter a la función del sistema y del wash-out. Con este corrimiento de fase se puede observar en la Figura 4.3 un cambio en el lugar de las raíces del sistema. Sin embargo, los polos de interés siguen encontrándose en el semiplano derecho.

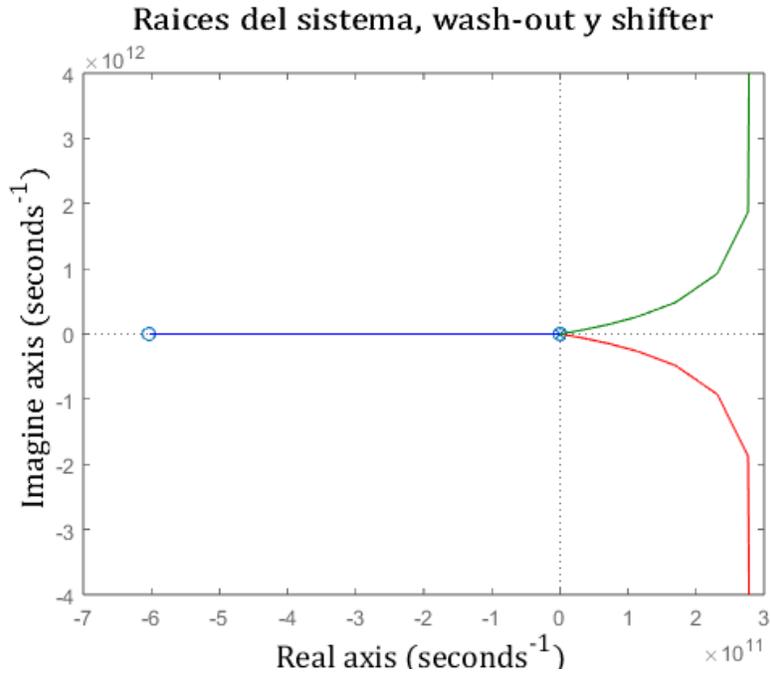


Figura 4.3 LGR del sistema con SVC con wash-out y shifter.

Una vez implementado el filtro pasa altas, se necesita calcular las variables de control T_1 y T_2 del compensador *lead-lag*, para esto, se toman dos puntos del lugar de las raíces del sistema, los cuales se presentan en la Figura 4.4 con el fin de obtener el ángulo de apertura. Por lo tanto, tenemos que:

$$\frac{\Delta Y}{\Delta X} = \frac{y_2 - y_1}{x_2 - x_1} = \frac{2.67 - 2.63}{0.00351 + 0.266} = 0.14841$$

$$\tan^{-1}(0.14963) = 8.4421^\circ$$

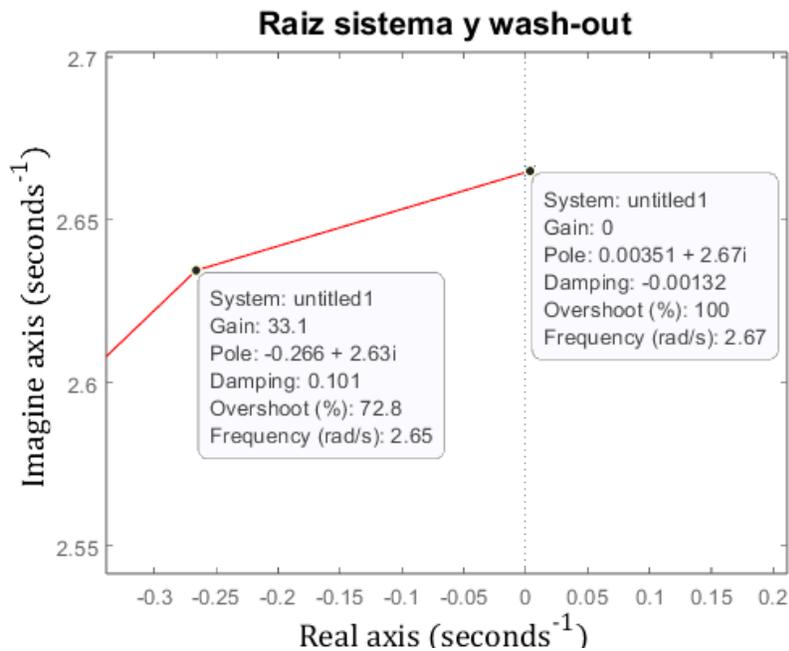


Figura 4.4 Puntos para el cálculo del ángulo de apertura del sistema con SVC.

También es necesario conocer el ángulo de desfase que genera la función de transferencia del shifter, por lo que se calcula de la siguiente manera:

$$\frac{1}{1 + sT_F} = \frac{1}{1 + j(\text{modo})(0.05)} = \frac{1}{1 + j(2.665)(0.05)} = 0.9912 \angle -7.5901^\circ$$

$$\theta_{TF} = -7.5901^\circ$$

Finalmente se calcula T_1 y T_2 de la función de transferencia del *lead-lag*, sumando los ángulos calculados y recordando que se agrega una compensación de 180° . La compensación de adelanto-atraso mejora la respuesta transitoria y un cambio de precisión en estado estable, además de suprimir los efectos de las señales de ruido a altas frecuencias.

$$\theta_w = (8.4421 - 7.5901) = 0.852^\circ$$

$$\theta_w = 0.852^\circ * \frac{\pi}{180} = 0.01487 \text{ rad}$$

$$\sin \theta_w = \frac{\alpha - 1}{\alpha + 1}$$

$$\alpha = -\frac{\sin\theta_w + 1}{\sin\theta_w - 1} = -\frac{\sin(0.01487) + 1}{\sin(0.01487) - 1}$$

$$\alpha = 1.03018$$

$$w = 2.665 \left[\frac{rad}{seg} \right]$$

$$w = \frac{1}{T_2 \sqrt{\alpha}}$$

$$T_2 = \frac{1}{2.665 \sqrt{1.03018}} = 0.3697$$

$$T_1 = \alpha T_2 = 0.3808$$

Ahora se debe obtener la ganancia que ayudara al amortiguamiento del sistema, para esto, se grafica nuevamente el lugar de las raíces del sistema en serie con el filtro wash-out y la compensación del ángulo, aquí se busca un amortiguamiento del 20% por lo que se busca el punto donde se encuentra esta magnitud y así obtener la ganancia necesaria como se observa en la Figura 4.5.

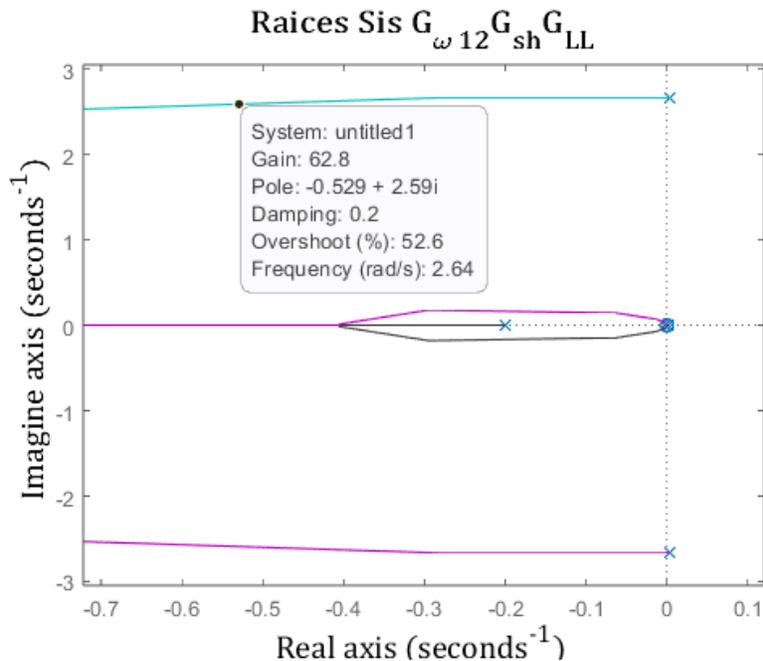


Figura 4.5 Ganancia para el amortiguamiento del sistema con SVC.

Con todos los componentes implementados en lazo abierto, se implementa el control en lazo cerrado con una realimentación negativa en el sistema como se muestra en el diagrama de bloques de la Figura 3.3 obteniendo como resultado la función de transferencia final (4.2).

$$G_{spd} = \frac{-5.13e^{-13}s^8 - 0.3098s^7 - 8.645s^6 - 53.65s^5 - 94.19s^4 - 16.76s^3 - 0.001984s^2 - 0.0003531s + 3.316e^{-20}}{0.09242s^9 + 21.56s^8 + 546.3s^7 + 3864s^6 + 1.267e^4s^5 + 2.977e^4s^4 + 4.102e^4s^3 + 7295s^2 - 0.1837s - 0.03258} \quad (4.2)$$

Para observar gráficamente el control en el sistema, nuevamente se obtiene el plano del lugar de las raíces. En esta ocasión se obtiene el gráfico con los efectos de la realimentación negativa, la cual a su vez contiene todos los elementos en serie previamente enunciados.

En la Figura 4.6 podemos apreciar como los polos anteriormente inestables que se encontraban en el semiplano derecho esta vez se encuentran dentro de la región izquierda del plano complejo, dotando así de estabilidad al sistema.

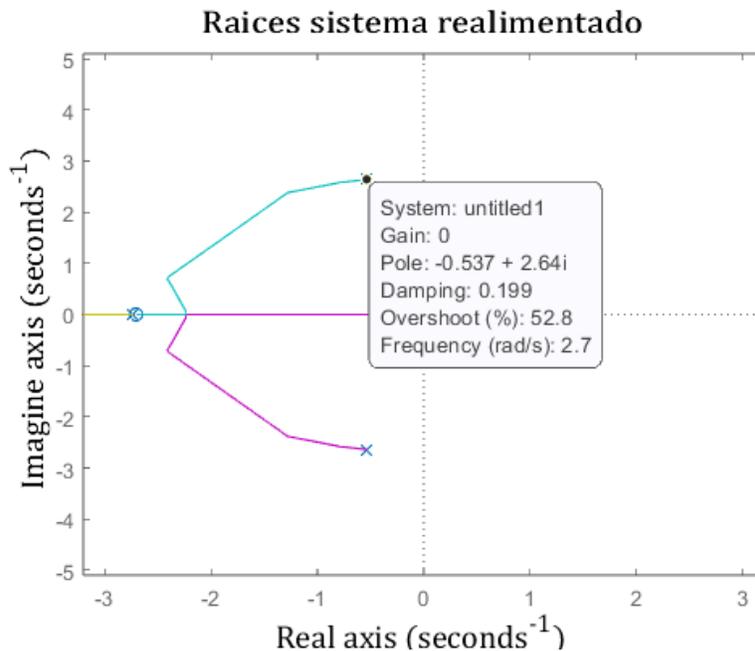


Figura 4.6 Modo inter-área amortiguado del sistema con SVC.

4.2 Implementación mediante convertidores en sistema con enlace híbrido

La implementación de control para la mitigación de oscilaciones inter-área con el uso de un sistema HVDC se realizará de forma semejante a la implementación con un sistema SVC presentado anteriormente. Si bien el principio de funcionamiento es el mismo, existen consideraciones importantes en la redacción del código realizado, principalmente en las variables con las cuales se obtienen los espacios de estados y posteriormente las funciones de transferencia.

El sistema propuesto para la implementación del control de oscilaciones con un sistema HVDC será el mostrado en la Figura 4.7. Como se observa es una variación del sistema empleado para el control con un SVC, sin embargo, se han realizado una serie de cambios notorios y necesarios para la implementación del enlace HVDC.

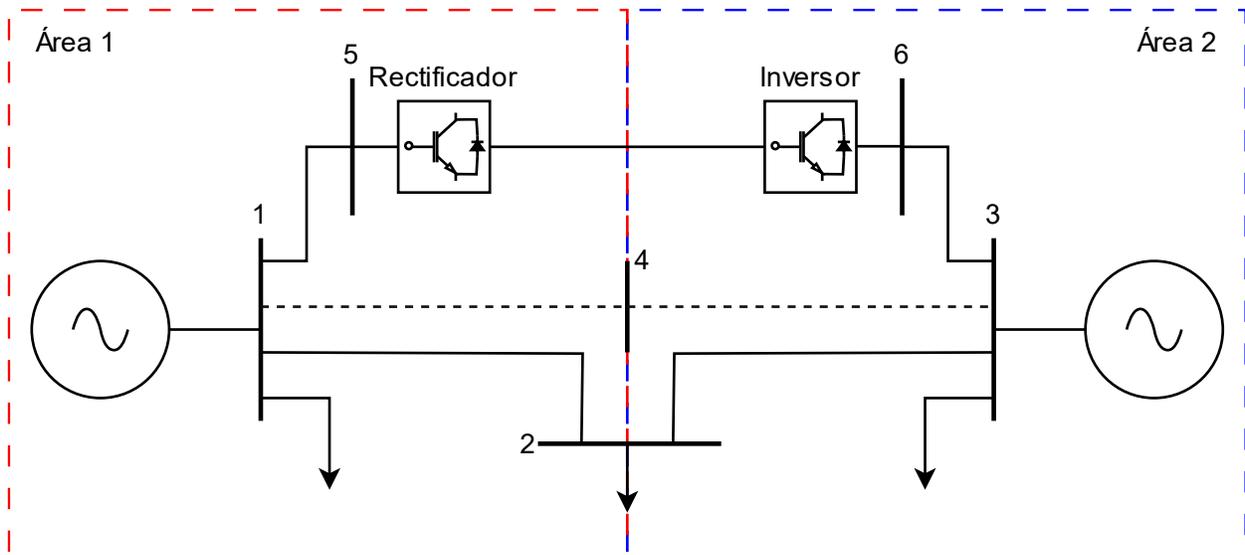


Figura 4.7 Sistema de potencia, 2 áreas y 6 buses.

El principal cambio a primera vista resultan ser los buses 5 y 6, los cuales corresponden a las subestaciones de rectificación e inversión, respectivamente. Los parámetros empleados para el modelado de estas subestaciones pueden ser observados en la Tabla 6, estos valores son empleados para cumplir con los requisitos del software PST.

Como se mencionó con anterioridad, se obtendrán las matrices linealizadas del espacio de estados que describen el comportamiento de nuestro sistema. Para fines prácticos se

simulará una falla en el bus ficticio número 4, es así como se obtienen los datos mostrados en la matriz de estados A, B, C y D.

$$A = \begin{bmatrix} 0 & 376.991 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -0.0145 & -2.1929e-04 & 0.0141 & -2.1929e-04 & 0.011 & -7.9894e-05 & -0.0442 \\ 0 & 0 & 0 & 376.9911 & 0 & 0 & 0 \\ 0.0058 & -1.3551e-04 & -0.0061 & -1.3551e-04 & 2.1718e-06 & 6.7714e-06 & 1.6343e-04 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0.0198 & 9.2868e-05 & -0.0196 & 9.2868e-05 & 1.3062e-05 & -0.0352 & -0.0034 \\ -2.4742 & 0.4862 & 3.4511 & 0.4862 & -14.9650 & 8.7411 & -92.3511 \end{bmatrix}$$

$$B = \begin{bmatrix} 0 \\ -2.1929e-04 \\ 0 \\ -1.3551e-04 \\ 0 \\ 1.001 \\ 0.4862 \end{bmatrix}$$

$$C = [0 \ 1 \ 0 \ -1 \ 0 \ 0 \ 0]$$

Donde;

B, representa características inherentes del enlace HVDC.

C, la diferencia entre las velocidades de los rotores de las unidades generadoras.

Una vez obtenidas y linealizadas las matrices de espacios de estados se retoma la estructura de control mostrada en la Figura 3.1. Para la obtención de los parámetros de control propios de este sistema se realizará la misma metodología enunciada en la sección 3.2; se hará uso de un compensador adelanto-atraso (*lead-lag*), un compensador de corrimiento de fase (*shifter*) y un filtro *wash-out* además de la ganancia de control.

En la expresión (4.3), podemos observar la función de transferencia del sistema sin realimentación, la cual, es resultante del procedimiento enunciado en la sección 3.3. Esta función de transferencia considera como salida a las velocidades de los generadores.

$$G_{spd} = \frac{-8.378e-05 s^6 - 0.02938 s^5 - 0.3974 s^4 + 0.008245 s^3 - 0.03892 s^2 + 0.0007967 s + 1.138e-16}{s^7 + 92.39 s^6 + 26.07 s^5 + 676.9 s^4 + 145.4 s^3 + 118.5 s^2 + 17.06 s + 0.438} \quad (4.3)$$

Para la obtención de los parámetros T_1 y T_2 del compensador adelanto-atraso es necesario analizar la trayectoria de los polos del sistema, con lo cual se empleará el procedimiento de la sección 3.3.

En la Figura 4.8 (a) podemos observar el resultado de la aplicación de *rlocus* sobre la función de transferencia de la expresión (4.3), la cual ilustra el comportamiento del sistema sin una previa realimentación.

En la Figura 4.8 (b) se realiza un acercamiento donde es posible visualizar con claridad los polos en los cuales se centrará el análisis de control, estos polos se encuentran del lado derecho del semiplano imaginario, podemos confirmar esto mediante la observación de sus valores numéricos en la Tabla 1. Adicionalmente, es posible obtener los puntos de interés para la obtención de los valores de T_1 y T_2 del compensador adelanto-atraso.

Tabla 1 Eigenvalores de los polos de interés del sistema HVDC de 6 buses.

Eigenvalor	Polo
1	-92.1833252233113
2	0.00607497949801 + 2.6737653929i
3	0.00607497949801106 - 2.67376539296708i
4	-0.0305544969735 + 0.4063698309264i
5	-0.0305544969735392 - 0.406369830926i
6	-0.121345591997178
7	-0.0329838012513059

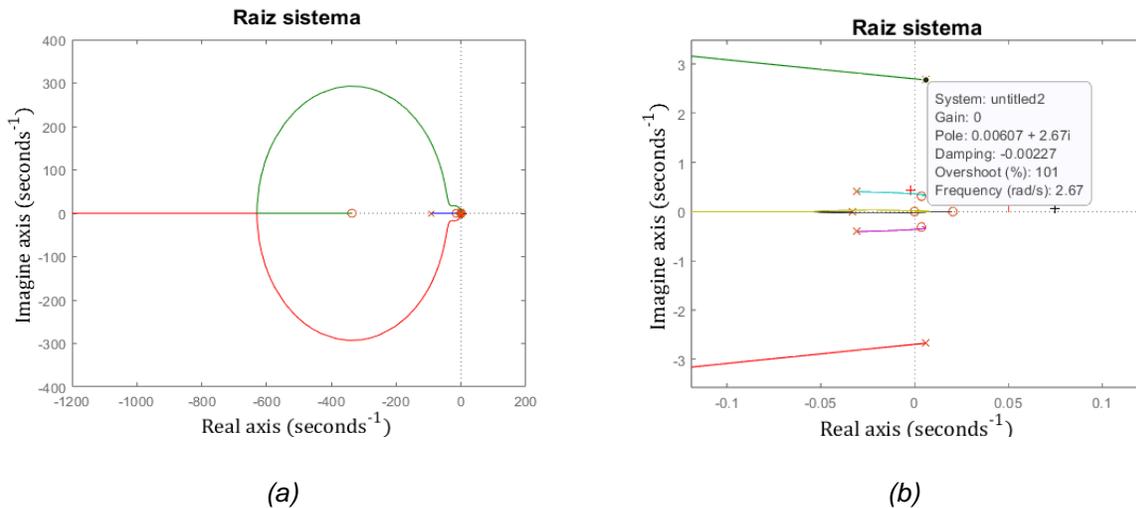


Figura 4.8 Trayectoria de polos y ceros en el LGR del sistema de 2 áreas y 6 buses.

En la Figura 4.9 se observan los puntos seleccionados para la obtención de los valores T_1 y T_2 , siendo estos $P_1 = -0.431 + 4.29j$, $P_2 = 0.00607 + 2.67j$ o bien en su forma vectorial $P_1 = [-0.431, 4.29]$, $P_2 = [0.00607, 2.67]$.

Por lo tanto, siguiendo la metodología planteada, tenemos que:

$$T_1 = 4.4847$$

$$T_2 = 0.0312$$

Por lo cual, la función de transferencia resultante para el compensador adelanto atraso es:

$$G_{LL} = \frac{4.4847s + 1}{0.0312s + 1}$$

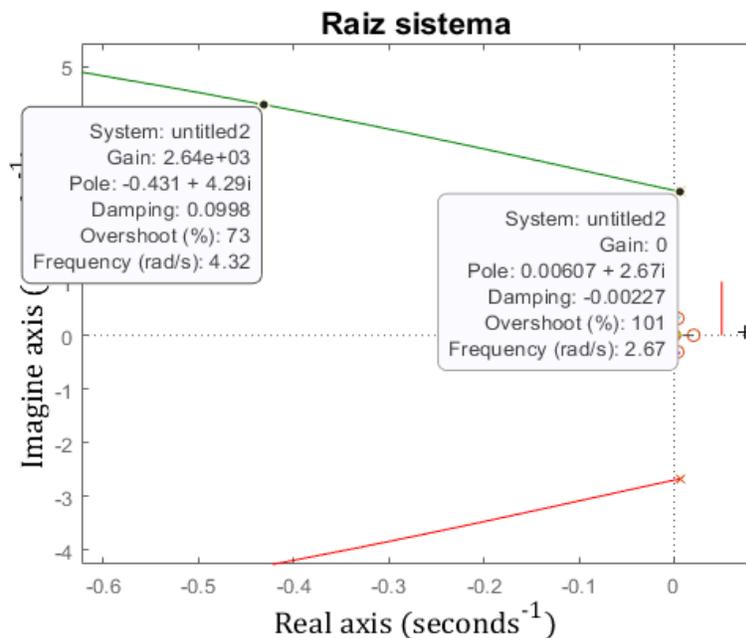


Figura 4.9 Puntos P_1 y P_2 para el cálculo del ángulo de apertura del sistema de 2 áreas y 6 buses.

Ahora bien, para la función de transferencia del compensador shifter, se toma el valor mínimo establecido según la teoría, el cual será $T_s = 0.05$ [36], por lo cual, su función de transferencia quedará establecida como:

$$G_{sh} = \frac{1}{0.05s + 1}$$

Finalmente, para el filtro washout se considera la siguiente función de transferencia.

$$G_{wo} = \frac{5s}{5s + 1}$$

Una vez obtenidos los valores de las constantes de cada compensador y del filtro washout, así como la función de transferencia subsecuente de cada uno de estos, se realiza la función de transferencia resultante de la aplicación de los compensadores y el filtro al sistema original.

La expresión (4.4) ilustra la función de transferencia final del lazo de realimentación del sistema, la cual corresponde al control de oscilaciones. Esta función de transferencia será empleada para la posterior obtención de la ganancia de realimentación, con la cual, se finalizará el diseño del control.

$$G_{wfinal} = \frac{-0.0011878s^8 - 0.6592s^7 - 9.055s^6 - 1.802s^5 - 0.8312s^4 - 0.1767s^3 + 0.003983s^2 + 5.689e^{-16}s}{0.007799s^{10} + 1.128s^9 + 42.94s^8 + 486.3s^6 + 3526s^6 + 1464s^4 + 754.6s^3 + 205.4s^2 + 19.28s + 0.438} \quad (4.4)$$

Obtención de la ganancia de realimentación

Para la ganancia de realimentación, bastará con definir un porcentaje de amortiguamiento deseado, el cual, nos servirá posteriormente para obtener la ganancia. En este primer caso se define el porcentaje de amortiguamiento como 20%. Mediante la ejecución de la función *rlocus* de Matlab sobre la función de transferencia final del sistema, se obtienen los resultados mostrados en la Figura 4.10 (a), donde se observa la trayectoria seguida por los polos y ceros del sistema.

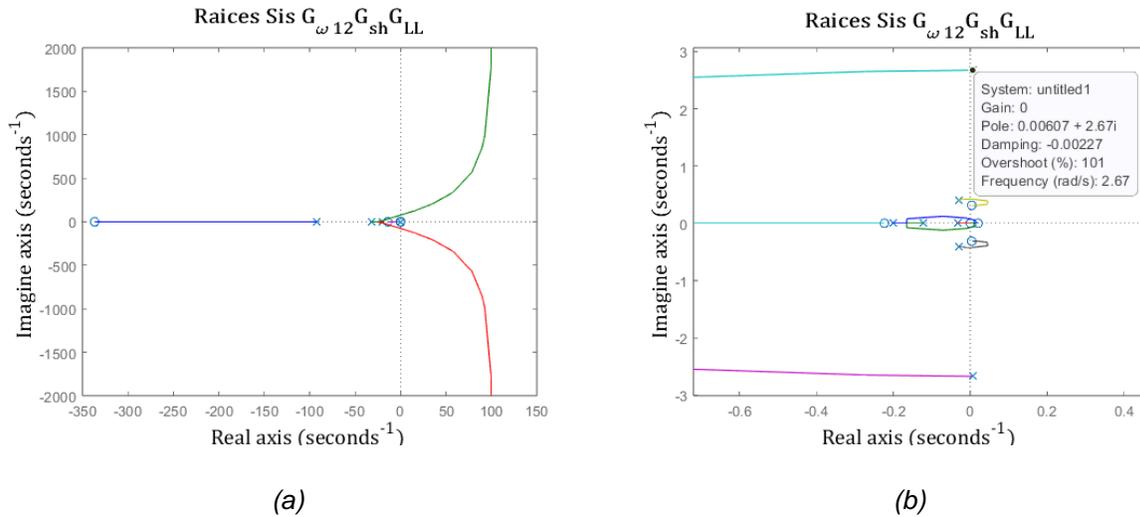


Figura 4.10 LGR del sistema de 2 áreas y 6 buses con el washout, shifter y lead-lag en lazo abierto.

Ahora bien, se realiza una ampliación a la imagen para una mejor visualización de los valores requeridos, resultante de lo anterior obtenemos la Figura 4.10 (b), al realizar una primera observación sobre las trayectorias y basándonos en la teoría de control del lugar de las raíces [36] podemos constatar que existe inestabilidad en el sistema de potencia. Sin embargo, en la Figura 4.10 (a) también es posible observar un cambio notorio en la trayectoria de los polos del sistema en comparación con la Figura 4.8 (a) donde se aprecia el sistema sin los componentes implementados.

Finalmente, para la obtención de la ganancia de realimentación en lazo cerrado es necesario desplazarse sobre la trayectoria del polo de interés hasta el valor de amortiguamiento deseado. Recordando que el objetivo para el amortiguamiento es de 20%, en la Figura 4.11 se muestra el valor relacionado a este porcentaje.

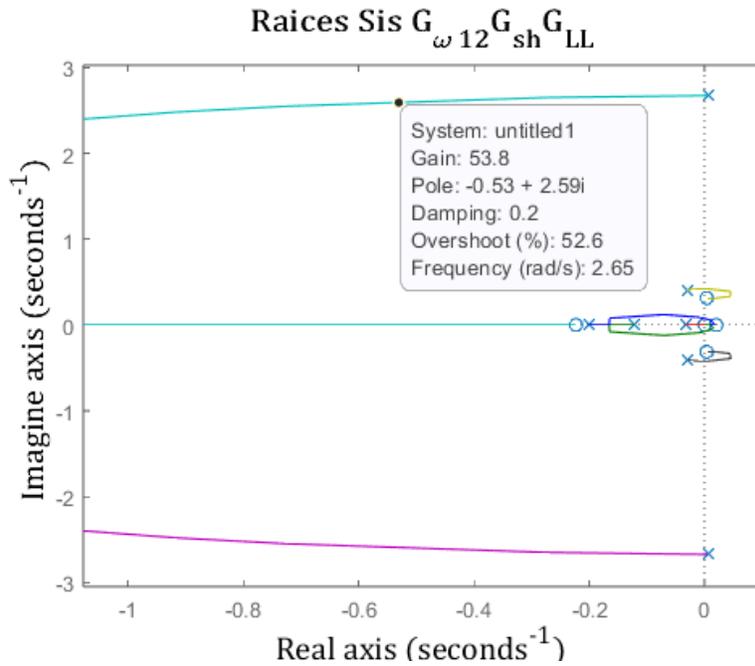


Figura 4.11 Ganancia para el amortiguamiento del sistema de 2 áreas y 6 buses

Por lo tanto, la ganancia para obtener un amortiguamiento del 20% es 52.5. En la Tabla 2 se realiza un resumen de las variables obtenidas a lo largo de este capítulo, con las cuales se realizará el control final del sistema propuesto.

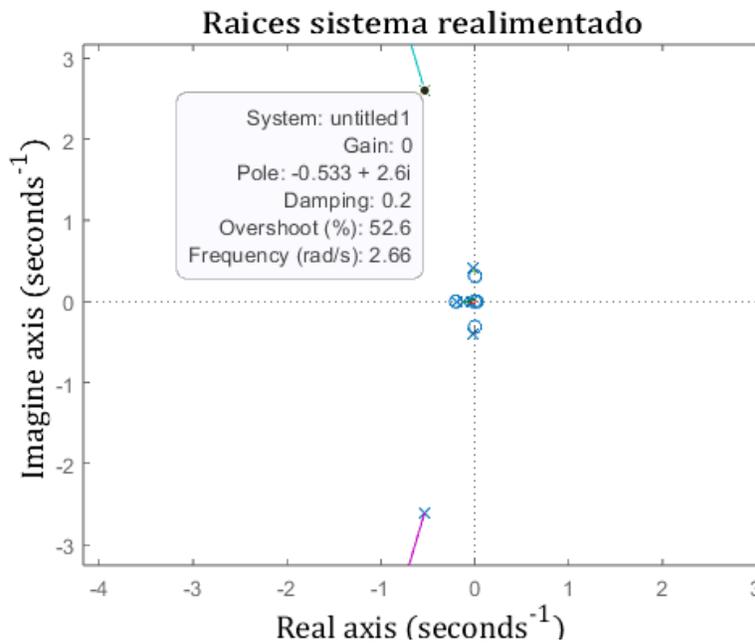


Tabla 2 Constantes del Control de oscilaciones de sistema HVDC de 6 buses.

Variable	Valor
Constante T_1	4.4847
Constante T_2	0.0312
Constante del filtro <i>washout</i> .	5
Constante de tiempo numerador del compensador adelanto-atraso	0.2
Constante de tiempo numerador del compensador adelanto-atraso	0.2
Constante de shifter	0.05
Ganancia de realimentación negativa	52.2

4.3 Implementación en un sistema eléctrico de potencia de 2 áreas y 15 buses

Para comprobar el correcto funcionamiento de la estrategia de control para oscilaciones se empleará un sistema de potencia de 4 generadores y 15 buses, este sistema de potencia se encuentra basado en el propuesto por Kundur en su artículo dedicado al estudio de oscilaciones inter-área, donde se aclara que, dicho sistema se diseñó fundamentalmente para el análisis de modos locales e inter-área [8].

Este sistema también ha sido adoptado para el estudio de la coherencia en sistemas eléctricos de potencia, así como para el modelado de sistemas más grandes y complejos [10].

En la Figura 4.12 se observa el sistema propuesto, compuesto por 15 buses, donde, los buses 5 y 15 corresponden a los extremos del enlace HVDC, siendo el bus 5 la estación rectificadora y el bus 15 la estación inversora. El bus 101 corresponde a un bus ficticio donde se llevará a cabo la simulación de una falla trifásica, de igual forma, el bus 101 representa una división cuasi simétrica del sistema, dando origen a un sistema de dos áreas.

Se denominará área 1 a la sección comprendida desde el Generador 1, hasta el nodo 101 y área 2 a la sección comprendida desde el Generador 11 hasta el nodo 101. El

sistema cuenta con 2 cargas en los nodos 4 y 14. Las características del enlace HVDC son descritas en el ANEXO 1.

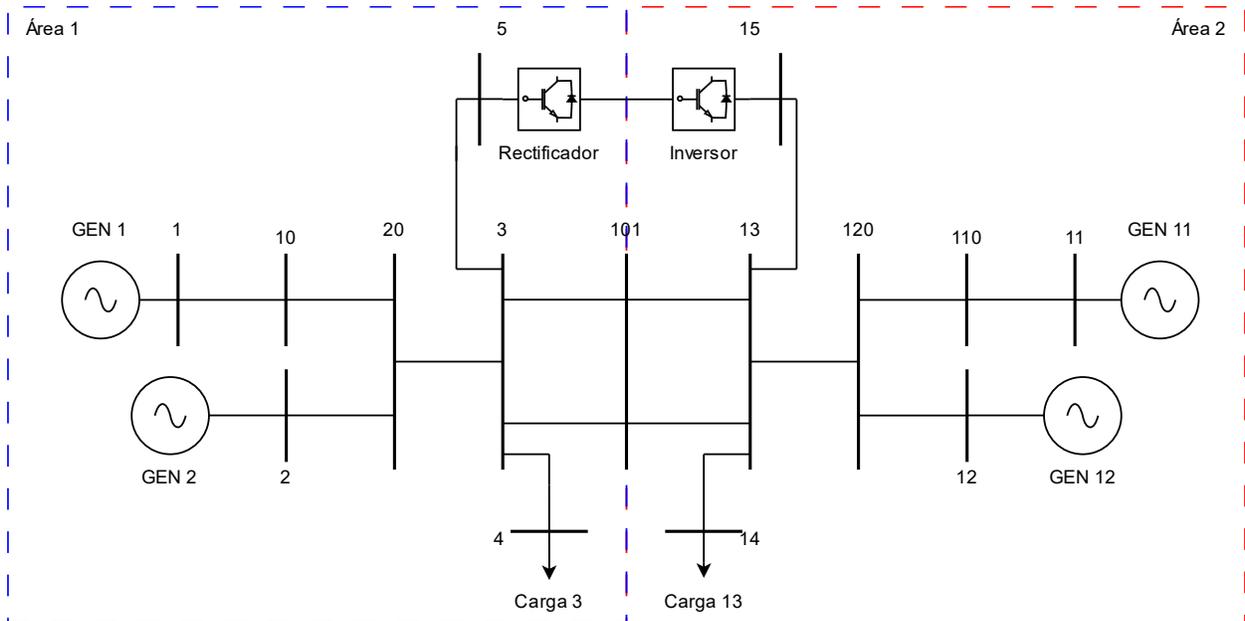


Figura 4.12 Sistema de 2 áreas, 4 unidades generadoras y 15 buses.

La Figura 4.13 representa la diferencia de velocidades de los rotores en las máquinas 1 y 2 debido a un evento transitorio en el bus 101, podemos observar como las oscilaciones no se desvanecen de forma natural tras 30 segundos de simulación, por lo que resulta conveniente adicionar el esquema de control desarrollado con el fin de lograr el amortiguamiento de estas.

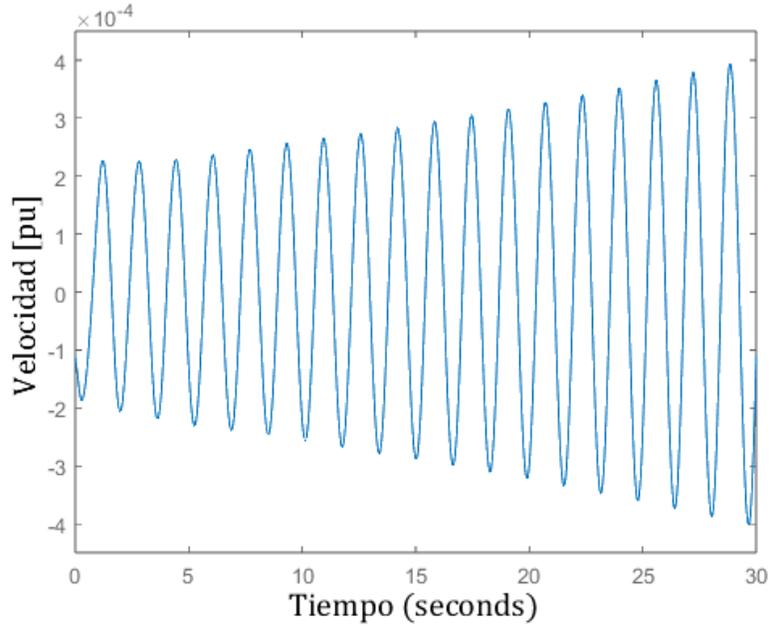


Figura 4.13 Diferencia de velocidades entre los generadores de las 2 áreas del sistema de 15 nodos.

De acuerdo con el apartado 3.3, se realiza la linealización de las matrices, con lo cual se obtienen tanto los modos de oscilación como la función de transferencia del sistema, la función de transferencia en lazo abierto del sistema se encuentra descrita en la expresión (4.5).

$$G_{spd} =$$

$$\begin{aligned} & -0.0001127 s^{42} - 0.09177 s^{41} - 34.34 s^{40} - 7861 s^{39} - 1.238e^{06}s^{38} \\ & - 1.428e^{08}s^{37} - 1.259e^{10}s^{36} - 8.72e^{11}s^{35} - 4.849e^{13}s^{34} - 2.2e^{15}s^{33} \\ & - 8.247e^{16}s^{32} - 2.582e^{18}s^{31} - 6.809e^{19}s^{30} - 1.523e^{21}s^{29} - 2.909e^{22}s^{28} \\ & - 4.77e^{23}s^{27} - 6.746e^{24}s^{26} - 8.268e^{25}s^{25} - 8.817e^{26}s^{24} - 8.204e^{27}s^{23} \\ & - 6.674e^{28}s^{22} - 4.75e^{29}s^{21} - 2.954e^{30}s^{20} - 1.6e^{31}s^{19} - 7.504e^{31}s^{18} \\ & - 3.024e^{32}s^{17} - 1.036e^{33}s^{16} - 2.971e^{33}s^{15} - 7.022e^{33}s^{14} - 1.343e^{34}s^{13} \\ & - 2.041e^{34}s^{12} - 2.421e^{34}s^{11} - 2.207e^{34}s^{10} - 1.524e^{34}s^9 - 7.817e^{33}s^8 \\ & - 2.836e^{33}s^7 - 6.55e^{32}s^6 - 8.511e^{31}s^5 - 5.133e^{30}s^4 - 8.51e^{28}s^3 \\ & - 9.963e^{26}s^2 - 9.175e^{23}s + 2.809e^{12} \end{aligned}$$

(4.5)

$$s^{43} + 806.9 s^{42} + 2.994e^{05}s^{41} + 6.799e^{07}s^{40} + 1.062e^{10}s^{39}$$

$$\begin{aligned}
& + 1.216e^{12}s^{38} + 1.063e^{14}s^{37} + 7.307e^{15}s^{36} + 4.027e^{17}s^{35} + 1.809e^{19}s^{34} \\
& + 6.709e^{20}s^{33} + 2.074e^{22}s^{32} + 5.39e^{23}s^{31} + 1.186e^{25}s^{30} + 2.222e^{26}s^{29} \\
& + 3.57e^{27}s^{28} + 4.942e^{28}s^{27} + 5.93e^{29}s^{26} + 6.196e^{30}s^{25} + 5.661e^{31}s^{24} \\
& + 4.537e^{32}s^{23} + 3.194e^{33}s^{22} + 1.977e^{34}s^{21} + 1.074e^{35}s^{20} + 5.116e^{35}s^{19} \\
& + 2.128e^{36}s^{18} + 7.696e^{36}s^{17} + 2.403e^{37}s^{16} + 6.417e^{37}s^{15} + 1.447e^{38}s^{14} \\
& + 2.709e^{38}s^{13} + 4.136e^{38}s^{12} + 5.056e^{38}s^{11} + 4.875e^{38}s^{10} + 3.66e^{38}s^9 \\
& + 2.103e^{38}s^8 + 8.918e^{37}s^7 + 2.624e^{37}s^6 + 5.05e^{36}s^5 + 6.006e^{35}s^4 \\
& + 4.079e^{34}s^3 + 1.376e^{33}s^2 + 1.786e^{31}s + 1.654e^{28}
\end{aligned}$$

Siguiendo el procedimiento descrito, se obtienen los parámetros de control, partiendo de la función de transferencia podemos obtener el comportamiento del sistema según sus polos y ceros; y posteriormente las variables de control asociadas a cada etapa de la realimentación negativa previamente enunciada. Lo cual será mostrado a continuación.

Realizando el proceso análogo a la sección 4.1 y sección 4.2, se obtienen las trayectorias de los polos del sistema, teniendo como resultado la Figura 4.14 (a), donde se observa una premisa del comportamiento oscilatorio del sistema ante una falla.

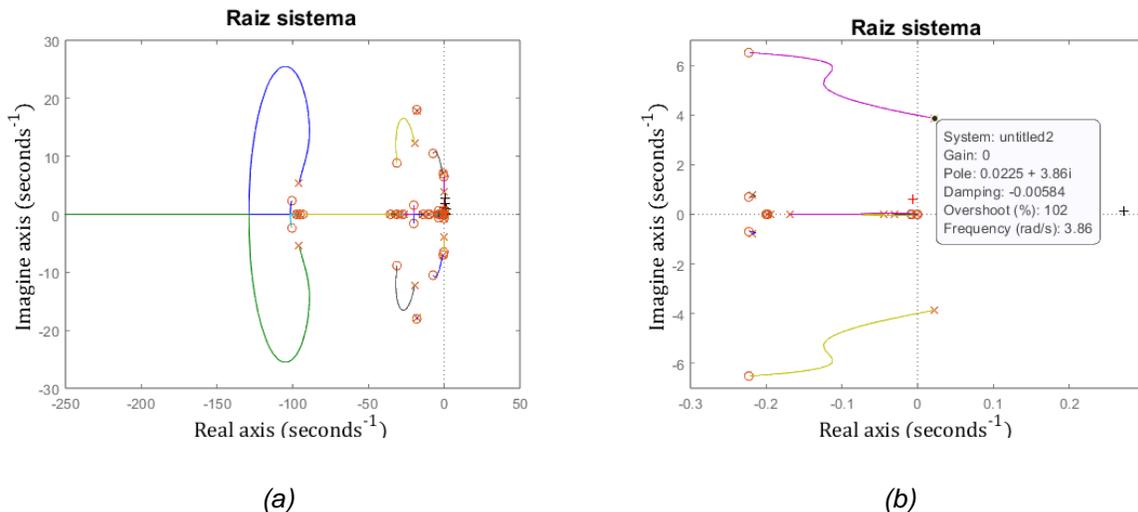


Figura 4.14 Lugar de las raíces del sistema de 15 buses.

Posteriormente, en la Figura 4.14 (b) se realiza un acercamiento a los polos del sistema y se observan claramente los polos inestables de nuestro sistema, esto es confirmado en la Tabla 3 donde se aprecian los eigenvalores de los polos de interés; los polos 25 y 26.

Tabla 3 Eigenvalores de los polos de interés del sistema HVDC de 15 buses.

Polo	Eigenvalor
1	-95.7580683106431 + 5.45374967623398i
n	...
25	0.0225247092643560 + 3.85954273041726i
26	0.0225247092643560 - 3.85954273041726i
n	...
43	-0.197834844015780 + 0.000000000000000i

En la Tabla 4 se aprecian las frecuencias de los polos 25 y 26, respectivamente, donde se aprecia que sus frecuencias se encuentran por debajo de 1 Hz, con lo cual podemos asegurar que se trata de un modo inter-área.

Tabla 4 Eigenvalores de los polos de interés del sistema HVDC de 15 buses.

Polo	Frecuencia [Hz]
1	0.867991219358462
n	...
25	0.614265303620297
26	-0.614265303620297
n	...
43	0.000000000000000

Una vez confirmada la naturaleza del modo de oscilación, se procede con el resto del procedimiento establecido en la sección 3.3, obteniendo así los parámetros de control para el sistema de potencia. En la Figura 4.15 se muestran los puntos seleccionados para la obtención de los parámetros de control.

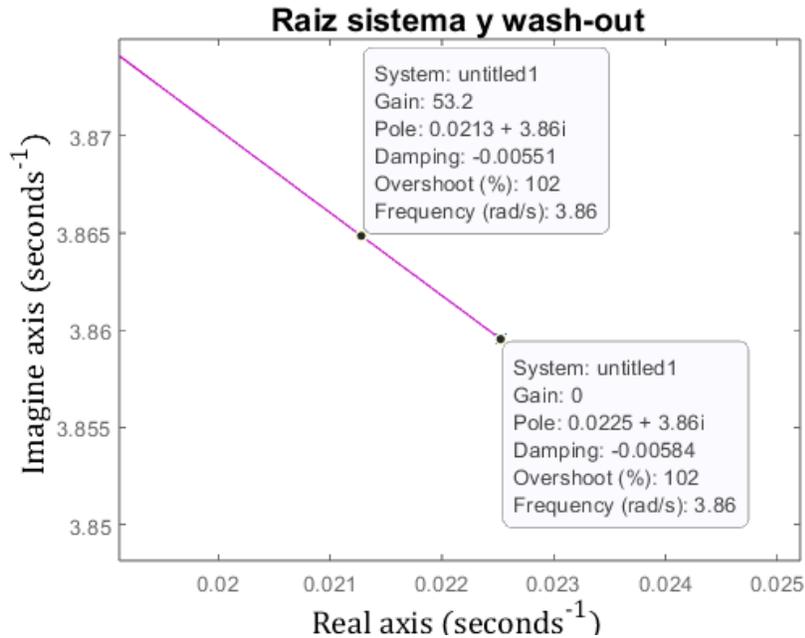


Figura 4.15 Puntos para la obtención de los parámetros T_1 y T_2 del lead-lag.

Con estos puntos se calculó el ángulo de apertura, el cual resultó $\theta = -76.7965^\circ$. A continuación, se muestran los valores calculados para la etapa de control del *lead-lag*, de igual forma es importante recordar que las constantes de tiempo del filtro washout (T_w) y del shifter (T_{sh}) permanecen sin cambios.

Constante de tiempo de adelanto 1 del *lead-lag*.

$$T_1 = 13.0146$$

Constante de tiempo de adelanto 2 del *lead-lag*.

$$T_2 = 0.0052$$

En la Expresión (4.6) se muestra la función de transferencia generada para el control del sistema.

$$G_{shllw} = \frac{169.4s^2 + 26.03s + 1}{1.33 \times 10^{-6}s^3 + 0.0005424s^2 + 0.06032s + 1} \quad (4.6)$$

En la función de transferencia (4.7) encontramos el resultado de aplicar la expresión (4.6) en (4.5), teniendo como resultado la función de transferencia final del sistema.

$$\begin{aligned}
 G_{w_final} = & \\
 & -0.007336 s^{44} - 5.972 s^{43} - 2235 s^{42} - 5.117e^{05} s^{41} - 8.057e^{07} s^{40} \\
 & - 9.3e^{09} s^{39} - 8.199e^{11} s^{38} - 5.681e^{13} s^{37} - 3.159e^{15} s^{36} - 1.434e^{17} s^{35} \\
 & - 5.378e^{18} s^{34} - 1.684e^{20} s^{33} - 4.444e^{21} s^{32} - 9.947e^{22} s^{31} - 1.901e^{24} s^{30} \\
 & - 3.118e^{25} s^{29} - 4.414e^{26} s^{28} - 5.414e^{27} s^{27} - 5.779e^{28} s^{26} - 5.383e^{29} s^{25} \\
 & - 4.384e^{30} s^{24} - 3.124e^{31} s^{23} - 1.946e^{32} s^{22} - 1.056e^{33} s^{21} - 4.963e^{33} s^{20} \\
 & - 2.005e^{34} s^{19} - 6.89e^{34} s^{18} - 1.985e^{35} s^{17} - 4.718e^{35} s^{16} - 9.093e^{35} s^{15} \\
 & - 1.396e^{36} s^{14} - 1.678e^{36} s^{13} - 1.557e^{36} s^{12} - 1.102e^{36} s^{11} - 5.849e^{35} s^{10} \\
 & - 2.236e^{35} s^9 - 5.68e^{34} s^8 - 8.814e^{33} s^7 - 7.596e^{32} s^6 - 3.12e^{31} s^5 \\
 & - 8.814e^{33} s^7 - 7.596e^{32} s^6 - 3.12e^{31} s^5 - 4.904e^{29} s^4 - 5.041e^{27} s^3 \\
 & - 4.587e^{24} s^2 + 1.405e^{13} s
 \end{aligned} \tag{4.7}$$

$$\begin{aligned}
 & 0.00129 s^{46} + 1.317 s^{45} + 613.9 s^{44} + 1.744e^{05} s^{43} + 3.398e^{07} s^{42} \\
 & + 4.844e^{09} s^{41} + 5.266e^{11} s^{40} + 4.494e^{13} s^{39} + 3.075e^{15} s^{38} + 1.715e^{17} s^{37} \\
 & + 7.903e^{18} s^{36} + 3.038e^{20} s^{35} + 9.831e^{21} s^{34} + 2.696e^{23} s^{33} + 6.306e^{24} s^{32} \\
 & + 1.264e^{26} s^{31} + 2.184e^{27} s^{30} + 3.268e^{28} s^{29} + 4.251e^{29} s^{28} + 4.83e^{30} s^{27} \\
 & + 4.813e^{31} s^{26} + 4.217e^{32} s^{25} + 3.257e^{33} s^{24} + 2.219e^{34} s^{23} + 1.334e^{35} s^{22} \\
 & + 7.068e^{35} s^{21} + 3.291e^{36} s^{20} + 1.343e^{37} s^{19} + 4.775e^{37} s^{18} + 1.471e^{38} s^{17} \\
 & + 3.887e^{38} s^{16} + 8.709e^{38} s^{15} + 1.629e^{39} s^{14} + 2.502e^{39} s^{13} + 3.105e^{39} s^{12} \\
 & + 3.071e^{39} s^{11} + 2.396e^{39} s^{10} + 1.453e^{39} s^9 + 6.683e^{38} s^8 + 2.232e^{38} s^7 \\
 & + 1.453e^{39} s^9 + 6.683e^{38} s^8 + 2.232e^{38} s^7 + 5.193e^{37} s^6 + 8.097e^{36} s^5 \\
 & + 8.072e^{35} s^4 + 4.775e^{34} s^3 + 1.466e^{33} s^2 + 1.795e^{31} s + 1.654e^{28}
 \end{aligned}$$

En la Figura 4.16 se observa el lugar de las raíces de la última función de transferencia obtenida, donde aún podemos apreciar la inestabilidad provocada por los polos 25 y 26. También se observa el desplazamiento que se realizó sobre la trayectoria del polo 25, hasta llegar a nuestro objetivo de amortiguamiento ($\zeta = 20\%$) con el fin de obtener la ganancia de realimentación del sistema, la ganancia obtenida es de $G = 147$. Con esto

finalmente obtenemos todos los elementos necesarios para el ramal de la realimentación negativa de nuestro control.

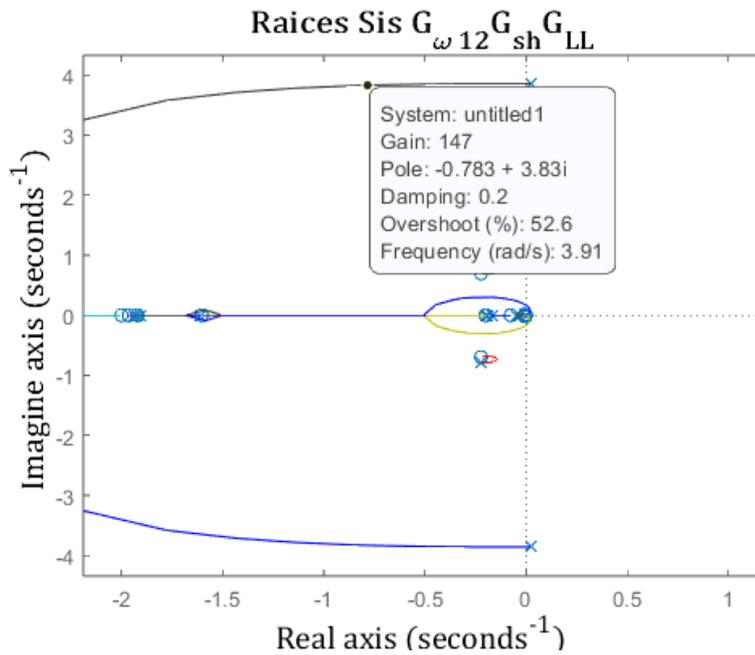


Figura 4.16 Ganancia del sistema de 15 buses para un amortiguamiento de $\zeta = 20\%$.

Ahora bien, con el ramal de realimentación negativa completa se obtiene la Figura 4.17 en la cual se observa como los polos 25 y 26 se han desplazado al extremo izquierdo del plano complejo, terminando así con la inestabilidad del sistema.

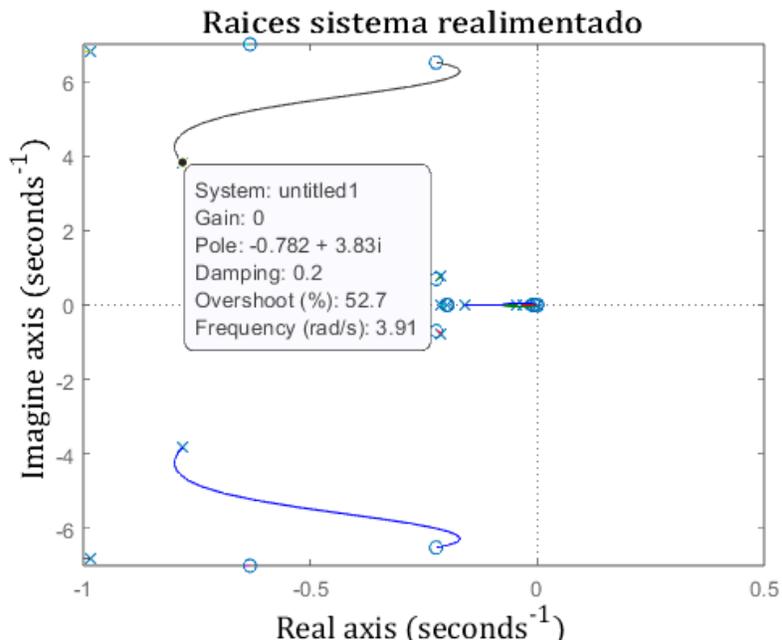


Figura 4.17 Modo inter-área amortiguado del sistema de 15 buses.

5 Resultados y análisis

Finalmente, se realiza un análisis en el dominio del tiempo, para esto, se realiza un diagrama de bloques en la herramienta Simulink de Matlab, usando las matrices del sistema obtenidas tras la linealización en Matlab, es decir, las matrices A, B, C y D. Estos datos se requieren en el bloque que realiza el modelo de espacio de estados, además de los datos de los polinomios de la función de transferencia del control planteado, que se pondrá en retroalimentación negativa con el modelo de espacio de estados del sistema, como se muestra en la Figura 5.1. Una vez obtenidos estos datos se observa la respuesta al impulso del sistema con y sin el control.

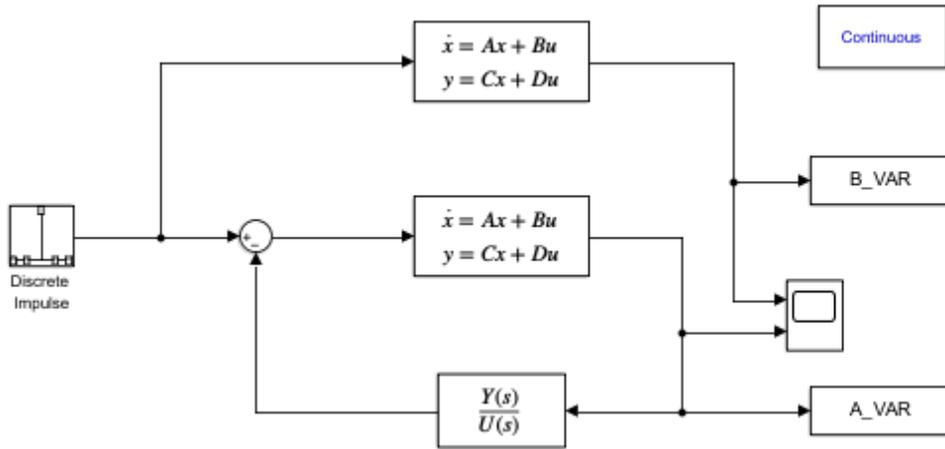


Figura 5.1 Diagrama de bloques en Simulink del sistema en realimentación con el control.

Se grafican las diferencias de velocidades de los generadores que se encuentran en cada área, lo cual nos muestra las oscilaciones inter-área, en color rojo la señal sin control y en color azul la señal con control, mostrando la efectividad del control implementado, logrando la amortiguación del 20% en un tiempo menor de 10 segundos.

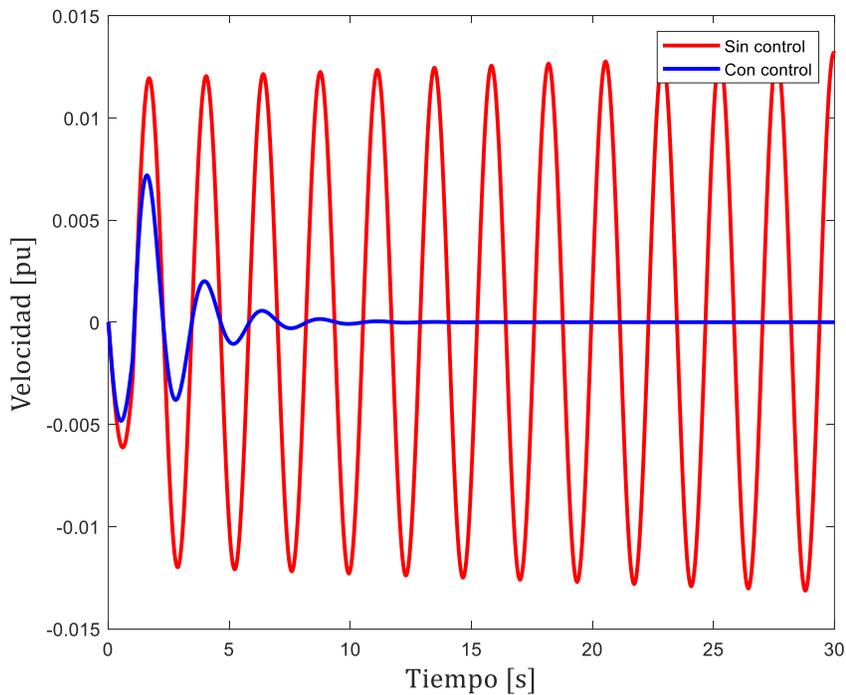


Figura 5.2 Comparación del comportamiento dinámico del sistema con SVC antes y después del control.

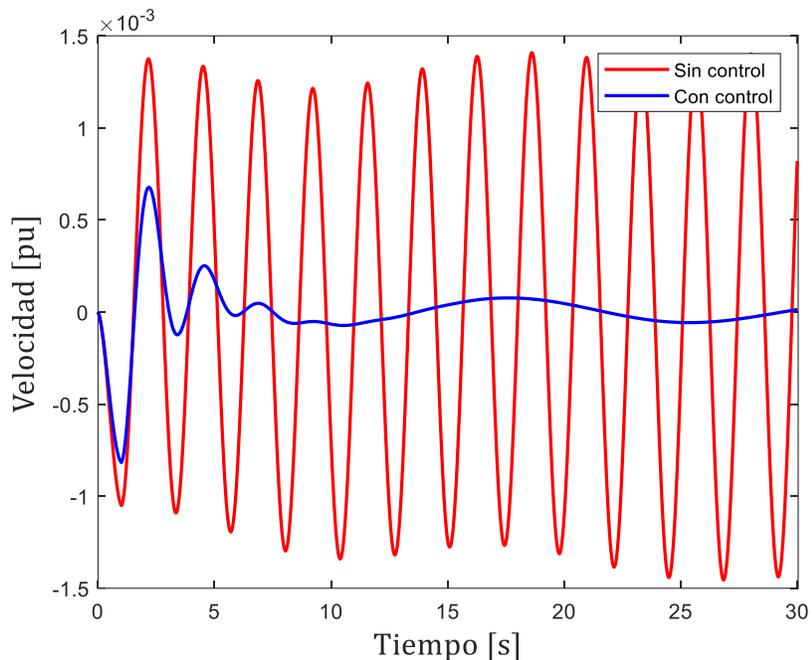


Figura 5.3 Comparación del comportamiento dinámico del sistema HVDC de 6 nodos, antes y después del control.

De igual forma, al graficar el comportamiento de la diferencia de velocidades en los rotores de los generadores 1 y 3 es posible comprobar el amortiguamiento de la oscilación.

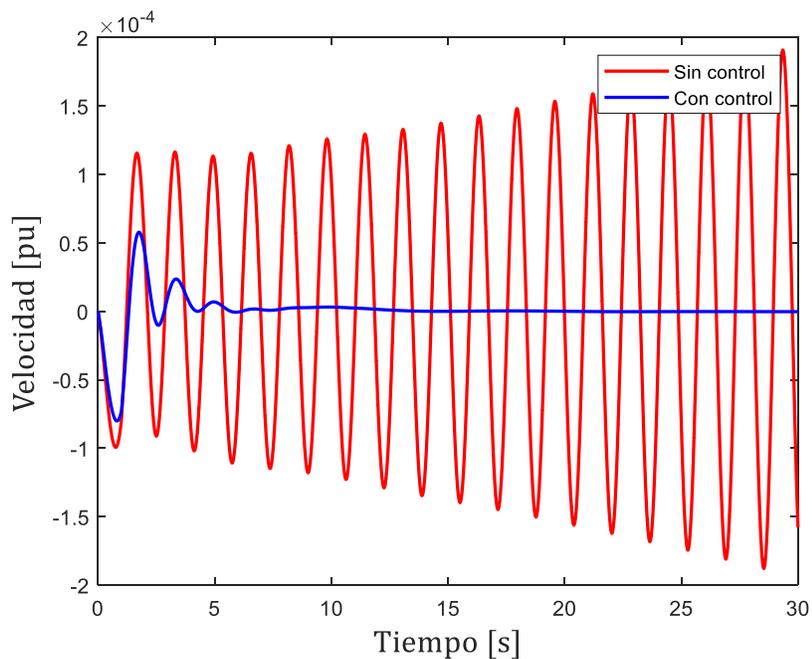


Figura 5.4 Comparación del comportamiento dinámico del sistema HVDC de 15 nodos, antes y después del control.

6 Conclusiones y trabajos futuros.

6.1 Conclusiones

De acuerdo con el desarrollo del presente documento y del control propuesto, es posible concluir lo siguiente:

- La estabilidad en el ángulo del rotor en máquinas generadoras de un SEP trae consigo retos en el análisis de este, por lo cual resulta conveniente prestar especial atención en análisis de pequeña señal y, a su vez, contribuir en el desarrollo e implementación de controles especializados para la mitigación de oscilaciones inter-área.
- Un sistema de corriente directa en alta tensión puede tener un impacto positivo en el control de amortiguamiento de oscilaciones inter-área.
- La estructura de control de un *Power System Stabilizer* puede ser empleada para el diseño de controles para la mitigación de oscilaciones inter-área, donde el principal elemento de control sea un enlace de alta tensión en corriente directa. El sistema debe contar con un enlace de corriente alterna en paralelo con un enlace en corriente directa y, para realizar el control se realimenta la corriente I_{dcr} entrante al control de las unidades rectificadoras e inversoras del enlace en corriente directa. Adicionalmente, no se introducen nuevos modos de oscilación mediante esta metodología de amortiguamiento.

6.2 Trabajos futuros

Las sugerencias para la realización de trabajos futuros, de acuerdo con lo investigado y desarrollado en el presente documento son:

- Elaboración física experimental en baja tensión del circuito y esquema de control propuestos en este documento, con la finalidad de demostrar su uso práctico a gran escala.
- Elaboración de estudios adicionales para la demostración de la necesidad de enlaces en corriente directa en alta tensión en caso México, los cuales puedan a su vez contribuir con la mitigación de problemáticas inherentes a las oscilaciones electromecánicas resultantes del desbalance del sistema.

- Explorar opciones adicionales para la implementación de estrategias de control de área amplia, las cuales permitan la correcta mitigación de las oscilaciones inter-área.

7 Referencias

- [1] Secretaría de Energía, Prodesen, 2024.
- [2] D. Lauria, F. Mottola, C. Pisani, F. Del Pizzo, E. M. Carlini y G. M. Giannuzzi, «HVDC tie links in smart power grids: a versatile control strategy of VSC converters,» *2021 AEIT HVDC International Conference*, vol. I, pp. 1-6, 2021.
- [3] M. C. Castrillón, Control de oscilaciones electromecánicas en sistemas de energía eléctrica mediante plantas de generación eólica, Medellín, Colombia, 2023.
- [4] M. R. A. Paternina, C. C. Franco, A. Z. Mendez, G. E. M. Ruiz, F. Zelaya-Arrazabal, R. E. Correa, F. Rafael y S. Sevilla, «Enhancing wide-area damping controllers via data-assisted power system linear models,» *Electric Power Systems Research*, vol. 217, p. 13, 2023.
- [5] S. Ognjen, G. Jared, H. Sören, D. Turhan y M. Christian, «Benefit Analysis of a Hybrid HVAC/HVDC Transmission Line: a Swiss Case Study,» *IEEE Milan PowerTech*, p. 6, 2019.
- [6] Z. Liu, Ultra-High Voltage AC/DC Grids, Academic Press, 2015.
- [7] H. Zhou, W. Qiu, K. Sun, J. Chen, X. Deng, F. Qian, D. Wang, B. Zhao, J. Li, S. Li, Y. Qiu y J. Yu, Ultra-high Voltage AC/DC Power Transmission, Springer, 2018.
- [8] P. Kundur, G. J. Rogers y M. Klein, «A Fundamental Study Of Inter-Area Oscillations In Power Systems,» *IEEE*, vol. 6, nº 3, p. 8, 1991.
- [9] P. Kundur, Power System Stability and Control, New York, NY, USA: McGraw-Hill (Inc.), 1994.

- [10] J. H. Chow y J. J. Sanchez-Gasca, *Power System Coherency and Model Reduction*, Springer, 2019.
- [11] R. Barone, *HVDC Course Notes Paul Gowland Special Edition*, 2001.
- [12] J. Bhukya y V. Mahajan, «Optimization of damping controller for PSS and SSSC to improve stability of interconnected system with DFIG based wind farm,» *Electrical Power and Energy Systems*, vol. 108, p. 22, 2019.
- [13] S. Burchett, ECSE-6961, *Advanced Power System Modeling & Control*, 2016.
- [14] European Network of Transmission System Operators for Electricity, *HVDC Links in System Operations*, 2019.
- [15] CIGRÉ, *HVDC Grid Feasibility Study*, 2013.
- [16] R. Á. Cárdenas Javier, *Control de oscilaciones Inter-Area en sistemas de potencia de gran escala mediante mediciones de área amplia.*, Ciudad de México: Facultad de Ingeniería, UNAM, 2020.
- [17] D. Kosterev, C. Taylor y W. Mittelstadt, «Model Validation for the August 10,1996 WSCC System Outage,» *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, nº 3, 1999.
- [18] R. Castellanos, J. Calderón, D. Olguin, H. Sarmiento y A. Messina, «Use of power system stabilizers for damping inter-area oscillations in the south systems of the Mexican electrical grid.,» *Electric Power Systems Research*, nº 76, pp. 169-179, 2006.
- [19] D. Mondal, A. Chakrabarti y A. Sengupta, «Power System Small Signal Stability Analysis and Control,» 2020.
- [20] M. Arrieta Paternina, J. Ortiz Bejar, A. Zamora Mendez, R. E. Correa, F. E. Reyes y C. Castrillon Franco, «Damping Control of Inter-area Oscillations Using non-conventional equipment,» *IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing*, 2023.

- [21] K. Prabha, P. John, A. Venkat, A. Göran, B. Anjan, C. Claudio, H. Nikos, H. David, S. Alex, T. Carson, V. Thierry y V. Vijay, «Definition and Classification of Power System Stability,» *IEEE TRANSACTIONS ON POWER SYSTEMS*, vol. 19, nº 2, p. 15, 2004.
- [22] S. Delikaraoglou y P. Pinson, «Optimal allocation of HVDC interconnections for exchange of energy and reserve capacity services,» *Energy Syst 10*, p. 635–675, 2019.
- [23] N. Magaji y B. Umar, «Application of Power System Stabilizer on Stability Studies,» *Applied Mechanics and Materials*, vol. 793, pp. 149-153, 2015.
- [24] red eléctrica, Guía para la implementación de controles POD, 2024.
- [25] Red Eléctrica, Aelec, Grupo Naturgy, Cide, Aseme, «Norma técnica de supervisión de la conformidad de los módulos de generación de electricidad según el Reglamento UE 2016/631,» 2021.
- [26] A. Yazdani y R. Iravani, *Voltage-Sourced Converter in Power Systems: Modeling, Control, and Applications*, 1st ed., Canada: John Wiley & Sons, Inc, 2010.
- [27] T. Kalitjuka, «Control of Voltage Source Converters for Power System Applications,» 2011.
- [28] G. Song, T. Wang, X. Huang, Y. Gu y Y. Liu, «Dynamic modelling of the VSC-HVDC for analytical studies,» *J. Eng*, vol. 2017, nº 13, pp. 1060-1064, 2017.
- [29] L. Zhang, *Modeling and Control of VSC-HVDC Links Connected to Weak AC Systems*, Stockholm, 2010.
- [30] P. W. Sauer, A. Pai y J. H. Chow, «Power System Dynamics and Stability: With Synchrophasor Measurement and Power System Toolbox,» *Measurement and Power System Toolbox 2e*, 2017.

- [31] J. H. Chow, P. W. Sauer y M. A. Pai, *Power System Dynamics and Stability*, 2nd ed., Wiley, 2017.
- [32] S. Dambone Sessa, A. Chiarelli, A. L'Abbate y R. Benato, «Availability Assessment Methods for HVDC Systems: a Review,» 2019.
- [33] J. Chow y G. Rogers, *Power System Toolbox*, Canada, 2008.
- [34] M. R. Iravani, P. L. Dandeno, K. H. Nguyen, D. Zhu y D. Maratukulam, «Applications of static phase shifters in power systems,» *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 9, nº 3, pp. 1600-1608, 1994.
- [35] N. E. El-Kharbawe y S. O. Faried, «Damping inter-area oscillations using a static phase shifter,» *2009 Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering*, pp. 575-578, 2009.
- [36] K. Ogata, *Ingeniería de Control Moderna*, 5a ed., Madrid: PEARSON EDUCACIÓN, S.A., 2010.

ANEXO 1

Tabla 5 Datos del sistema con SVC (Base del sistema 100MVA).

Generador 1	base MVA P x'_d H	1000 swing bus 0.24 pu 4.0 pu
Generador 2	base MVA P x'_d H	1000 900 MW 0.24 pu 5.0 pu
Bus 1	voltaje carga	1.03 pu 820 MW, 200 MVar
Bus 2 (SVC)	voltaje	1.0 pu
Bus 3	voltaje carga	1.03 pu 980 MW, 200 MVar
Bus 4	carga	0
SVC	Capacidad K_R T_R	200 MVar 33.3 0.05 s
Línea 1-2	R, X	0.05, 0.5 pu
Línea 2-3	R, X	0.05, 0.5 pu
Línea 1-4	X	999 pu
Línea 4-3	X	999 pu

Tabla 6 Datos del sistema HVDC de 6 buses (Base del sistema 100MVA).

Generador 1	base MVA P x'_d H	1000 swing bus 0.24 pu 4.0 pu
Generador 2	base MVA P, Q x'_d H	1000 900 MW, 100 MVar 0.24 pu 5.0 pu
Bus 1	voltaje carga	1.03 pu 820 MW, 200 MVar
Bus 2	voltaje carga	1.0 pu 100 MW, 50 MVar
Bus 3	voltaje carga	1.03 pu 880 MW, 150 MVar
Bus 4	carga	0
Bus 5	voltaje carga	1.0 pu 10 MW, 10 MVar
Bus 6	voltaje carga	1.0 pu 10 MW, 10 MVar

Rectificador	Voltaje dc alfa min, max	500 kV 5, 30
Inversor	voltaje dc gamma min, max	500 kV 18, 25
Línea 1-2	R, X	0.05, 0.5 pu
Línea 2-3	R, X	0.05, 0.5 pu
Línea 1-4	X	999 pu
Línea 3-4	X	999 pu
Línea 1-5	X	0.01 pu
Línea 3-6	X	0.01 pu
Línea 5-6	R_dc, L_dc	100 ohms, 50 mH

Tabla 7 Datos del sistema HVDC de 15 buses (Base del sistema 100MVA).

Generador 1	base MVA P x'_d H	1000 swing bus 0.30 pu 6.5 pu
Generador 2	base MVA P, Q x'_d H	1000 750 MW, 576 MVar 0.30 pu 6.5 pu
Generador 3	base MVA P, Q x'_d H	1000 716 MW, 149 Mvar 0.30 pu 6.5 pu
Generador 4	base MVA P, Q x'_d H	1000 700 MW, 139 MVar 0.30 pu 6.5 pu
Bus 1	voltaje	1.03 pu
Bus 2	voltaje	1.01 pu
Bus 3	voltaje carga	1.0 pu 100 MW
Bus 4	voltaje carga	0.95 pu 976 MW, 100 MVar
Bus 5	voltaje carga	1.0 pu 109 MW, 36 MVar
Bus 10	voltaje	1.0103 pu
Bus 11	voltaje	1.03 pu
Bus 12	voltaje	1.01 pu
Bus 13	voltaje	1.0 pu
Bus 14	voltaje carga	0.95 pu 1767 MW, 100 MVar
Bus 15	voltaje carga	1.0 pu 110 MW, 60.9 MVar

Bus 20	voltaje	0.9876 pu
Bus 101	voltaje	1.05 pu
Bus 110	voltaje	1.0125 pu
Bus 120	voltaje	0.9938 pu
Rectificador	voltaje dc	500 kV
	alfa min, max	5, 30
Inversor	voltaje dc	500 kV
	gamma min, max	18, 25
Línea 1-10	X	0.0167 pu
Línea 2-20	X	0.0167 pu
Línea 3-4	X	0.005 pu
Línea 3-5	X	0.01 pu
Línea 3-20	R, X	0.001, 0.01 pu
Línea 3-101	R, X	0.011, 0.11 pu
Línea 3-101	R, X	0.011, 0.11 pu
Línea 10-20	R, X	0.0025, 0.025 pu
Línea 11-110	X	0.0167 pu
Línea 12-120	X	0.0167 pu
Línea 13-14	X	0.005 pu
Línea 13-15	X	0.01 pu
Línea 13-101	R, X	0.011, 0.11 pu
Línea 13-101	R, X	0.011, 0.11 pu
Línea 13-120	R, X	0.001, 0.01 pu
Línea 110-120	R, X	0.0025, 0.025 pu
Línea 5-15	R_dc, L_dc	100 ohms, 50 mH

ANEXO 2

Tablas de los datos y características necesarias para definir las matrices que describen a los sistemas eléctricos de potencia.

Tabla 8 Características de la matriz bus.

bus	
col 1	bus number
col 2	voltage magnitude(pu)
col 3	voltage angle(degree)
col 4	p_gen(pu)
col 5	q_gen(pu),
col 6	p_load(pu)
col 7	q_load(pu)
col 8	G shunt(pu)
col 9	B shunt(pu)
col 10	bus_type
	1, swing bus
	2, generator bus (PV bus)
	3, load bus (PQ bus)
col 11	q_gen_max(pu)
col 12	q_gen_min(pu)
col 13	vRated (kV)
col 14	v_max pu
col 15	v_min pu

Tabla 9 Características de la matriz line.

line	
col 1	from bus
col 2	to bus
col 3	resistance(pu)
col 4	reactance(pu),
col 5	line charging(pu)
col 6	tap ratio
col 7	phase shifter angle

Tabla 10 Características de la matriz mac_con.

mac_con	
col 1	machine number
col 2	bus number
col 3	base mva
col 4	leakage reactance x _l (pu)
col 5	resistance r _a (pu)
col 6	d-axis synchronous reactance x _d (pu)
col 7	d-axis transient reactance x' _d (pu)
col 8	d-axis subtransient reactance x'' _d (pu)
col 9	d-axis open-circuit time constant T' _{do} (sec)

Tabla 11 Características de la matriz exc_con.

exc_con	
col 1	type
col 2	machine number
col 3	Tr
col 4	Ka
col 5	Ta
col 6	Tb
col 7	Tc
col 8	Vrmax
col 9	Vrmin

col 10	d-axis open-circuit subtransient time constant T''_do(sec)
col 11	q-axis synchronous reactance x_q(pu)
col 12	q-axis transient reactance x'_q(pu)
col 13	q-axis subtransient reactance x''_q(pu)
col 14	q-axis open-circuit time constant T'_qo(sec)
col 15	q-axis open circuit subtransient time constant T''_qo(sec)
col 16	inertia constant H(sec)
col 17	damping coefficient d_o(pu)
col 18	damping coefficient d_1(pu)
col 19	bus number

col 10	Ke
col 11	Te
col 12	E1
col 13	Se(E1)
col 14	E2
col 15	Se(E2)
col 16	Kf
col 17	Tf

Tabla 12 Características de la matriz dcsp_con.

dcsp_con	
col 1	hvdc converter number
col 2	LT bus number in load flow data
col 3	converter type
	1 - rectifier 2 - inverter
col 4	dc rated voltage (kV)
col 5	commutating reactance ohms/bridge
col 6	number of bridges in series
col 7	rectifier - alfa min inverter - gamma min
	rectifier - alpha max inverter - gamma max

Tabla 13 Características de la matriz dcl_con.

dcl_con	
col 1	rectifier number
col 2	inverter number
col 3	dc line resistance ohms
col 4	dc line inductance (milli H)
col 5	dc line capacitance (micro F)
col 6	rectifier smoothing inductance (milli H)
col 7	inverter smoothing inductance (milli H)
col 8	dc line rating (MW)
col 9	current margin for inverter current control

ANEXO 3

Implementación física experimental de un enlace en corriente directa en baja tensión

En la presente sección se muestran los elementos necesarios y el procedimiento a seguir para la realización de un prototipo de un enlace en corriente directa en baja tensión monofásico. Para lo cual es necesario realizar el alambrado de los circuitos experimentales para un circuito inversor y un circuito rectificador.

En la Imagen 1 se puede observar el esquemático correspondiente a un circuito inversor monofásico y en la Imagen 2 el esquemático correspondiente a un circuito rectificador monofásico. La etapa de control de ambos circuitos se encuentra soportada por un Control de Señales Digitales (DSP, por sus siglas en inglés), la cual, brinda una señal modulada por ancho de pulso para gobernar la iteración de los transistores en cada circuito.

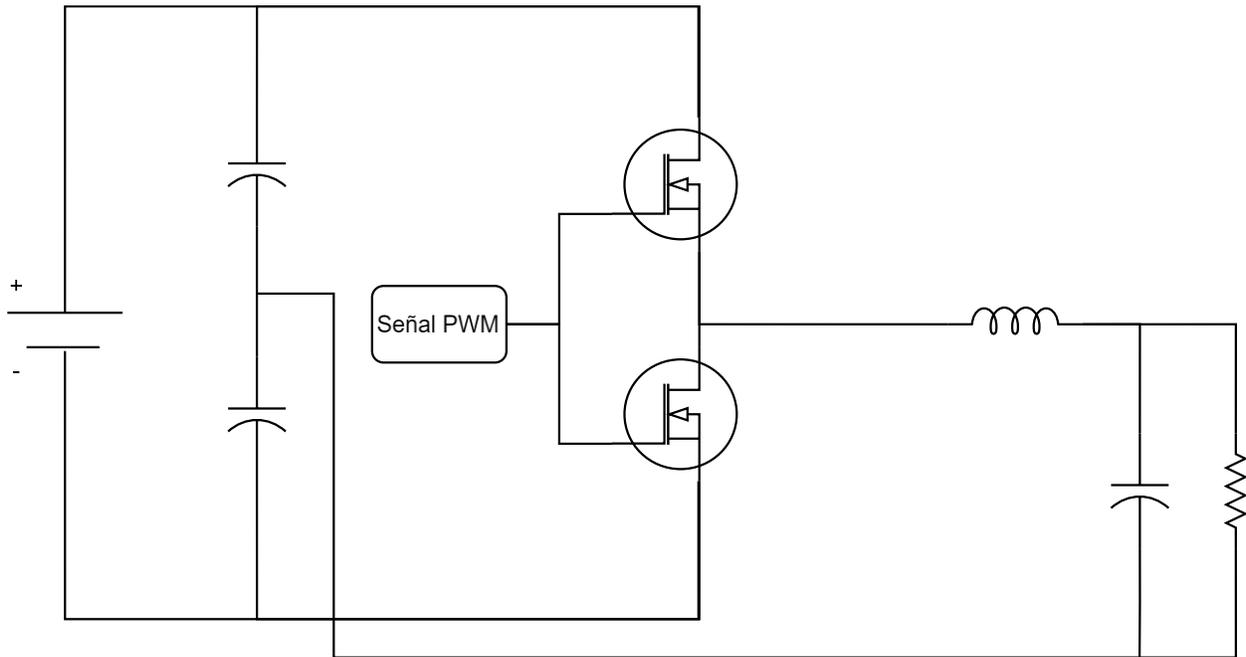


Imagen 1 Diagrama esquemático de un inversor monofásico.

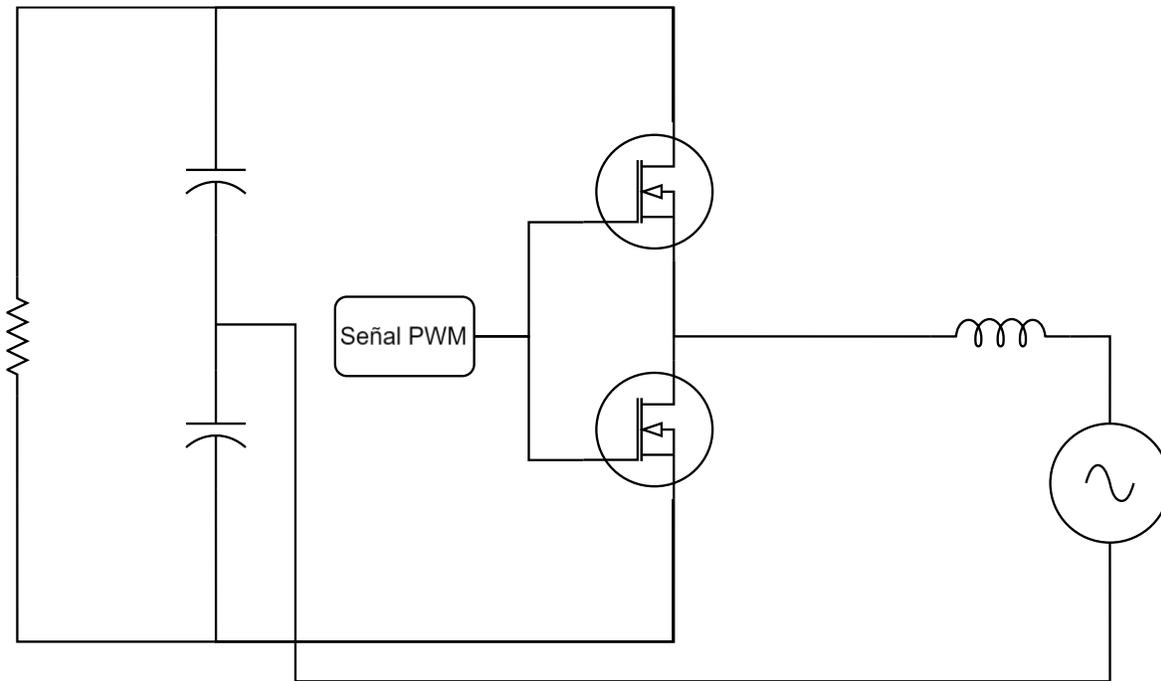


Imagen 2 Diagrama esquemático de un rectificador monofásico.

Como podemos observar se emplea un conjunto de transistores tipo MOSFET para la acción interruptiva del circuito, estos transistores son de la serie GS66508B, un transistor especializado para su uso en aplicaciones de potencia en 650 V.

Los transistores se encuentran montados en una placa de evaluaciones “RTKA226110DE0010BU” y para conocer más a profundidad acerca de estos elementos se recomienda la lectura de sus hojas de datos en [Hoja de datos del GS66508B y RTK].

Es importante mencionar que no se realiza una etapa de simulación del circuito debido a que este se encuentra ampliamente desarrollado en [Tesis Córdova], por lo cual, se asume el correcto funcionamiento dentro de un ambiente de simulación computacional.

La tarjeta DSP empleada para este desarrollo experimental es la DSP TMS320F2833x conocida también como DELFINO F28335 de Texas Instruments, para la comunicación y programación de la tarjeta DSP se empleará un módulo de control F28335 controlCARD, la cual establece una conexión directa con USB, enlace por el cual también

se realiza la alimentación. Es necesario instalar los controladores autorizados por Texas instruments para los elementos antes mencionados;

- Controlador C2000 Ware
- Controlador C2000 Control
- Controlador C2000 Digital Power

La programación y designación de los puertos será realizado por medio de programa desarrollado en Simulink Matlab, el cual, con ayuda del add-on “embedded coder Support Package for Texas Instruments”, es posible traducir los bloques generados en el entorno gráfico de simulink a código de ensamblador, ahorrando así la necesidad de realizar un código sobre Code Composer. Sin embargo, es necesario contar con dicho software, puesto que se establece una conexión dentro de Simulink.

En la imagen 3 se observa el diagrama hecho en Simulink para la configuración de la PWM en la controlCARD, para el caso del circuito inversor (PWM1) y para el circuito rectificador (PWM2) respectivamente. Así mismo en las tablas 14 a 17 podemos apreciar los valores colocados en los bloques PWM1 y PWM2, así como en sus respectivos submenús.

Tabla 14 Valores y configuracion general del ePWM1.

Bloque ePWM1	
General	
Module	Epwm1
Time Period units	Clock cycles
Specify timer period via	Input port
Timer initial period	4095
Reload for time based period register	Counter equals to zero
Counting mode	Up-down
Synchronization action	Set counter to phase value specified via dialog
Counting direction after phase synchronization	Count after sync

Bloque ePWM1	Bloque ePWM1
General	General
Phase offset value (TBPHS)	0
Synchronization output	Disable
Time base clock pre-scaler divider	1
High speed clock pre-scaler divider	1
Deadband unit	
Use deadband for ePWMA1	Si
Use deadband for ePWMB1	Si
Deadband polarity	Active high complementary (AHC)
Signal source for raising edge	ePWMxA
Signal source for falling edge	ePWMxA
Deadband period source	Specify via dialog
Deadband rising edge period (0~1023)	150
Deadband falling edge period (0~1023)	150

Tabla 15 Valores de pulsos en alto y bajo del ePWM1.

Bloque ePWM1	
ePWMA	
CMPA units	Clock Cycles
Specify CMPA via	Input port
CMPA initial value	2048
Reload for compare A Register (SHDWAMODE)	Counter equals to zero
Action when counter = ZERO	Do nothing
Action when counter = period	Do nothing
Action when counter = CMPA on up-count	Set
Action when counter = CMPA on down-count	Clear

Action when counter = CMPB on up-count	Do nothing
Action when counter = CMPB on down-count	Do nothing
Compare vale reload condition	Load on counter equals to zero
Add continuous software force input port	No
Continuous software force logic	Forcing disable
Reload condition for software force	Zero
Enable high resolution PWM	No
ePWMB	
CMPA units	Clock Cycles
Specify CMPA via	Input port
CMPA initial value	2048
Reload for compare A Register (SHDWAMODE)	Counter equals to zero
Action when counter = ZERO	Do nothing
Action when counter = period	Do nothing
Action when counter = CMPA on up-count	Do nothing
Action when counter = CMPA on down-count	Do nothing
Action when counter = CMPB on up-count	Clear
Action when counter = CMPB on down-count	Set
Compare vale reload condition	Load on counter equals to zero
Add continuous software force input port	No
Continuous software force logic	Forcing disable
Reload condition for software force	Zero
Enable high resolution PWM	No

Tabla 16 Valores y configuracion general del ePWM2.

Bloque ePWM2	
General	
Module	Epwm2
Time Period units	Clock cycles
Specify timer period via	Input port
Timer initial period	7500
Reload for time based period register	Counter equals to zero
Counting mode	Up-down
Synchronization action	Set counter to phase value specified via dialog
Counting direction after phase synchronization	Count after sync
Phase offset value (TBPMS)	0
Synchronization output	Disable
Time base clock pre-scaler divider	1
High speed clock pre-scaler divider	1
Deadband unit	
Use deadband for ePWMA1	Si
Use deadband for ePWMb1	Si
Deadband polarity	Active high complementary (AHC)
Signal source for raising edge	ePWMxA
Signal source for falling edge	ePWMxA
Deadband period source	Specify via dialog
Deadband rising edge period (0~1023)	1000
Deadband falling edge period (0~1023)	1000

Tabla 17 Valores de pulsos en alto y bajo del ePWM2.

Bloque ePWM2	
ePWMA	
CMPA units	Clock Cycles
Specify CMPA via	Input port
CMPA initial value	2048
Reload for compare A Register (SHDWAMODE)	Counter equals to zero
Action when counter = ZERO	Do nothing
Action when counter = period	Do nothing
Action when counter = CMPA on up- count	Set
Action when counter = CMPA on down- count	Clear
Action when counter = CMPB on up- count	Do nothing
Action when counter = CMPB on down- count	Do nothing
Compare vale reload condition	Load on counter equals to zero
Add continuous software force input port	No
Continuous software force logic	Forcing disable
Reload condition for software force	Zero
Enable high resolution PWM	No
ePWMB	
CMPA units	Clock Cycles
Specify CMPA via	Input port
CMPA initial value	2048
Reload for compare A Register (SHDWAMODE)	Counter equals to zero

Action when counter = ZERO	Do nothing
Action when counter = period	Do nothing
Action when counter = CMPA on up-count	Do nothing
Action when counter = CMPA on down-count	Do nothing
Action when counter = CMPB on up-count	Clear
Action when counter = CMPB on down-count	Set
Compare vale reload condition	Load on counter equals to zero
Add continuous software force input port	No
Continuous software force logic	Forcing disable
Reload condition for software force	Zero
Enable high resolution PWM	No

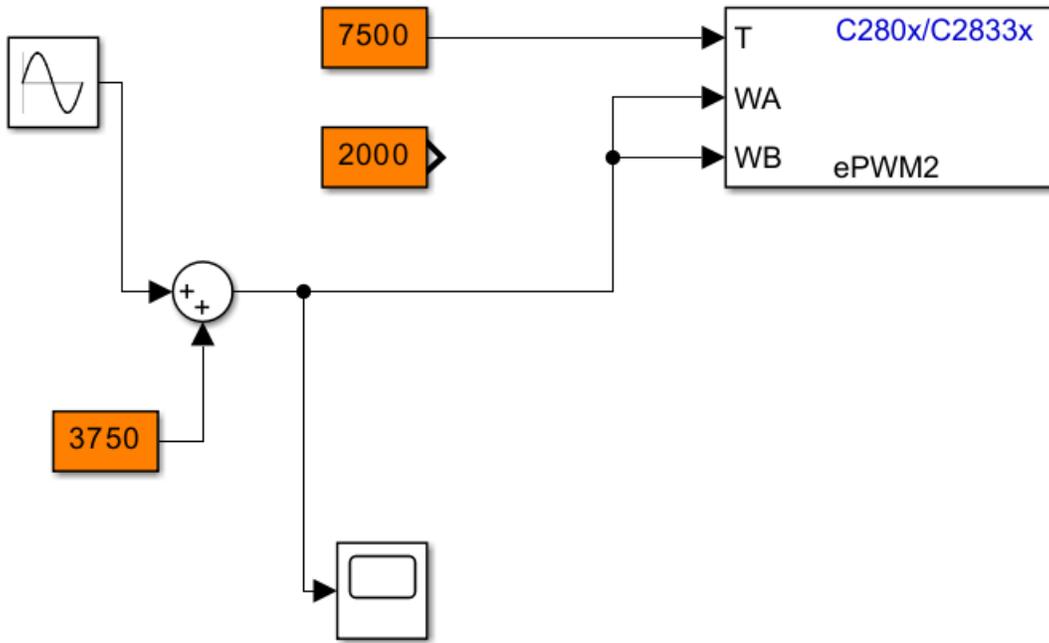


Imagen 3 Diagrama de bloques para la configuración de pulsos ePWM2.

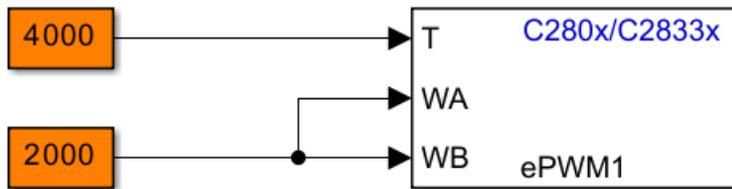


Imagen 4 Diagrama de bloques para la configuración de pulsos ePWM1.

En la tabla 18 podemos observar la configuración establecida de cada uno de los puertos de la *ControlCARD*.

Tabla 18 Diagrama de puertos de la controlCARD.

Nombre del puerto	PIN	PIN	Nombre del puerto
V33D-ISO	1	51	V33D-ISO
ISO-RX-RS232	2	52	ISO-TX-RS232
	3	53	
	4	54	
	5	55	
GND_ISO	6	56	GND_ISO
ADCIN-B0	7	57	ADCIN-A0
GND	8	58	GND
ADCIN-B1	9	59	ADCIN-A1
GND	10	60	GND
ADCIN-B2	11	61	ADCIN-A2
GND	12	62	GND
ADCIN-B3	13	63	ADCIN-A3
GND	14	64	GND
ADCIN-B4	15	65	ADCIN-A4
	16	66	
ADCIN-B5	17	67	ADCIN-A5
GPIO-58 / MCLKR-A / XD21 (EMIF)	18	68	GPIO-59 / MFSR-A / XD20 (EMIF)
ADCIN-B6	19	69	ADCIN-A6
GPIO-60 / MCLKR-B / XD19 (EMIF)	20	70	GPIO-61 / MFSR-B / XD18 (EMIF)
ADCIN-B7	21	71	ADCIN-A7
GPIO-62 / MCLKR-A / XD17 (EMIF)	22	72	GPIO-62 / SCITX-A / XD16 (EMIF)
GPIO-00/EPWM-1A	23	73	GPIO-00/EPWM-1B/MFSR-B
GPIO-02/EPWM-2A	24	74	GPIO-02/EPWM-2B/MCLKR-B

GPIO-02/EPWM-3A	25	75	GPIO-02/EPWM-3B/MFSR-A/ECAP-1
GPIO-06/EPWM-4/SYNCI/SYNCO	26	76	GPIO-02/EPWM-3B/MFSR-A/ECAP-2
GND	27	77	+5V in
GPIO-08/EPWM-5A/CANTX-B/ADCSOC-A	28	78	GPIO-09/EPWM-5B/SCITX-B/ECAP-3
GPIO-10/EPWM-5A/CANRX-B/ADCSOC-A	29	79	GPIO-11/EPWM-5B/SCITX-ECAP-4
GPIO-48/EPCAP5/XD31 (EMIF)	30	80	GPIO-49/EPCAP6/XD30 (EMIF)
GPIO-84	31	81	GPIO-85
GPIO-86	32	82	+5V in
GPIO-12/TZ-1/CANTX-B/MDX-B	33	83	GPIO-13/TZ-2/CANRX-B/MDR-B
GPIO-15/TZ-4/SCIRX-B/MFSX-B	34	84	GPIO-14/TZ-3/SCITX-B/MCLKX-B
GPIO-24/ECAP-1/EQEPA-2/MDX-B	35	85	GPIO-25/ECAP-2/EQEPB-2/MDR-B
GPIO-26/ECAP-3/EQEPI-2/MCLKX-B	36	86	GPIO-27/ECAP-4/EQEPS-2/MFSX-B
GND	37	87	+5V in
GPIO-16/SPISIMO-A/CATONX-B/TZ-5	38	88	GPIO-17/SPISIMI-A/CANRX-B/TZ-6
GPIO-18/SPICLK-A/SCITX-B	39	89	GPIO-19/SPISTE-A/SCIRX-B
GPIO-20/EQPA-1/MDX-A/CANTX-B	40	90	GPIO-21/EQPB-1/MDR-A/CANRX-B
GPIO-22/EQEPS-1/MCLKX-A/SCITX-B	41	91	GPIO-23/EQEP1-1/MFSX-A/SCITX-B
GPIO-87	42	92	+5V in
GPIO-28/SCIRX-A/Resv/TZ5	43	93	GPIO-29/SCIRX-A/Resv/TZ6
GPIO-30/CANRX-A	44	94	GPIO-31/CANTX-A

GPIO-32/I2CSDA/SYNCI/ADCSOCA	45	95	GPIO-33/I2CSCL/SYNCO/ADCSOCB
GPIO-34/ECAP1/XREADY (EMIF)	46	96	+5V in
GND	47	97	TDI
TCK	48	98	TDO
TMS	49	99	TRSTn
EMU1	50	100	EMU0

En función de generar una señal modulada por ancho de pulso (PWM, por sus siglas en inglés) se emplearán los puertos de propósito general (GPIO, por sus siglas en inglés) 00 y 01, los cuales corresponden a los números 23 y 73 de la tabla # respectivamente.

Para corroborar el correcto funcionamiento y generación de la señal PWM se envía la salida de la tarjeta Delfino a una de las entradas del Osciloscopio, teniendo como resultado el conjunto de señales mostrados en la figura #, donde observamos dos señales cuadradas espaciadas 180° entre sí, esto con el fin de alimentar dos placas RTK simultáneamente.



Imagen 5 Pulsos obtenidos en el osciloscopio.

Ahora bien, en la tabla 19 podemos apreciar los elementos eléctricos empleados para el alambrado, así como sus características.

Tabla 19 Elementos usados en la implementación física.

Elemento	Característica principal
Resistor 1	$-\Omega$
Capacitor 1	$-F$
Capacitor 2	$-F$
Capacitor 3	$-F$
Inductor 1	$-H$
Fuente de corriente directa (Variat)	$[V]$

En la Imagen 6 es posible observar las conexiones necesarias de la placa RTK, donde es importante corroborar la correcta conexión tanto de las terminales de entrada, alimentadas por la tarjeta Delfino, como las terminales +V, -V y común, debido a que entre estas terminales se obtiene la salida de la placa.

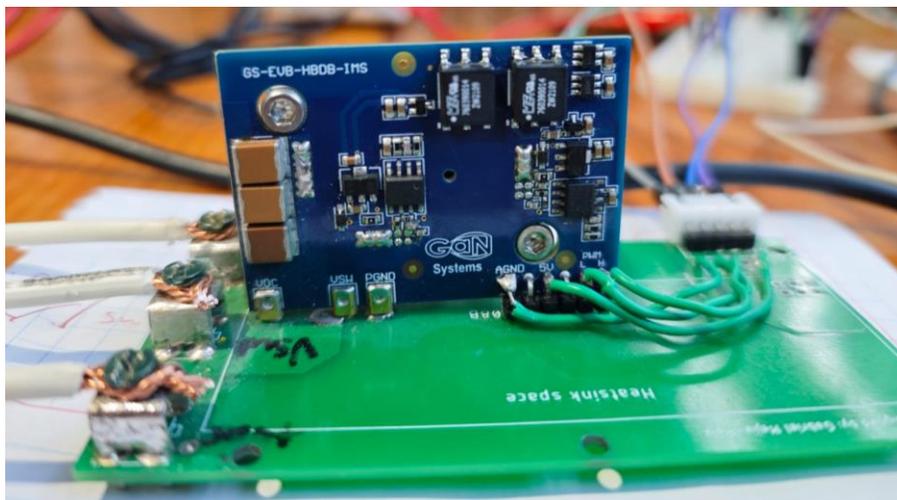


Imagen 6 Conexiones de la placa RTK.

Posteriormente, en la Imagen 7 se observa el armado completo del circuito inversor, empleado una sola placa RTK.

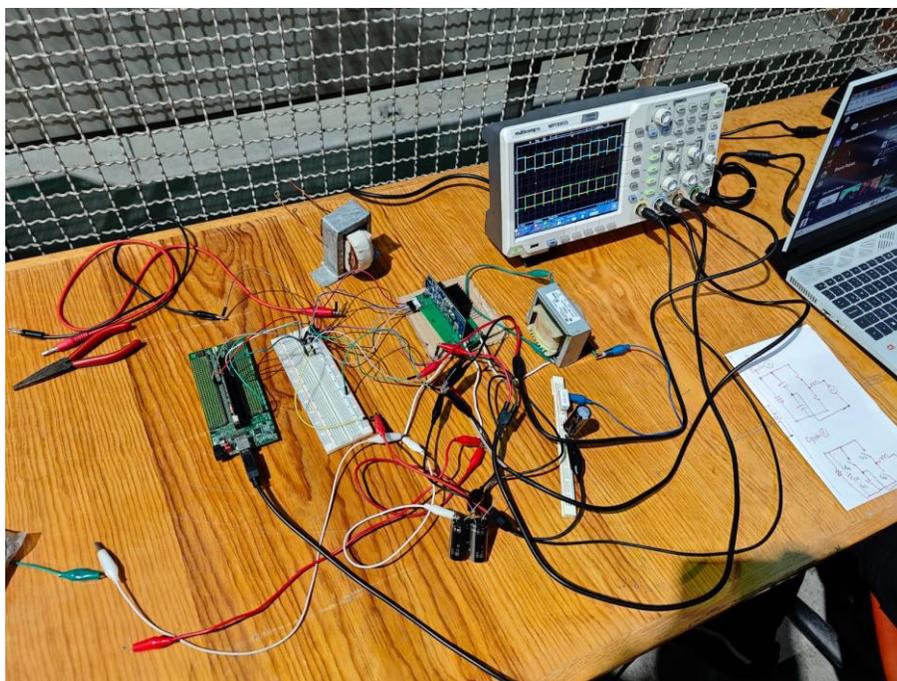


Imagen 7 Alambrado del prototipo inversor y resultado de los pulsos.

Finalmente, en la Imagen 8 se aprecia el circuito completo con las 3 placas RTK alimentadas por la tarjeta Delfino.

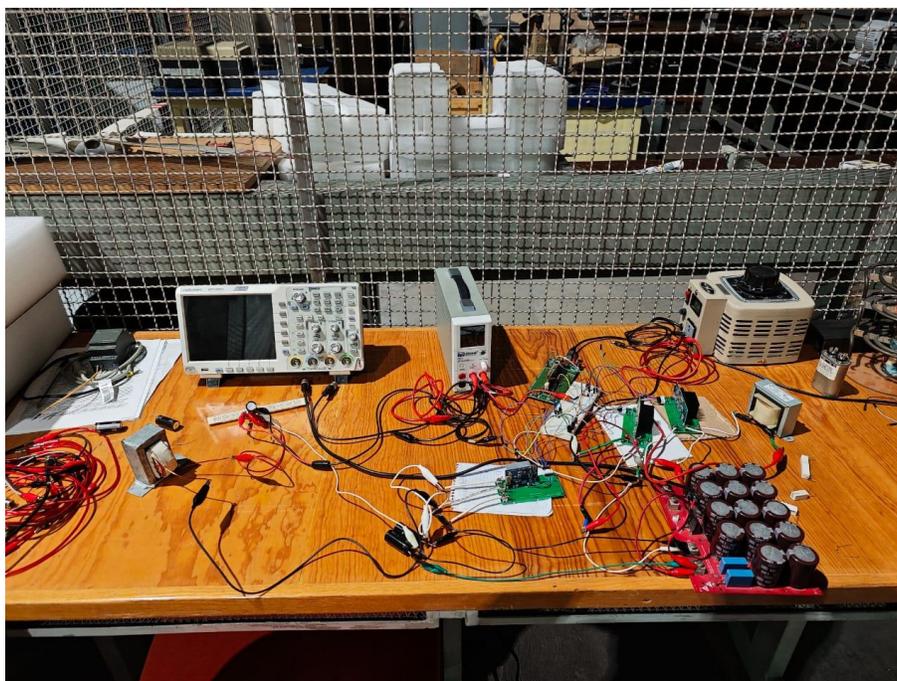


Imagen 8 Circuito prototipo alambrado rectificador-inversor.

En la Imagen 9 se observan las respuestas obtenidas por el circuito inversor después de pasar por el rectificador, es decir, la señal obtenida del sistema convertidor completo.

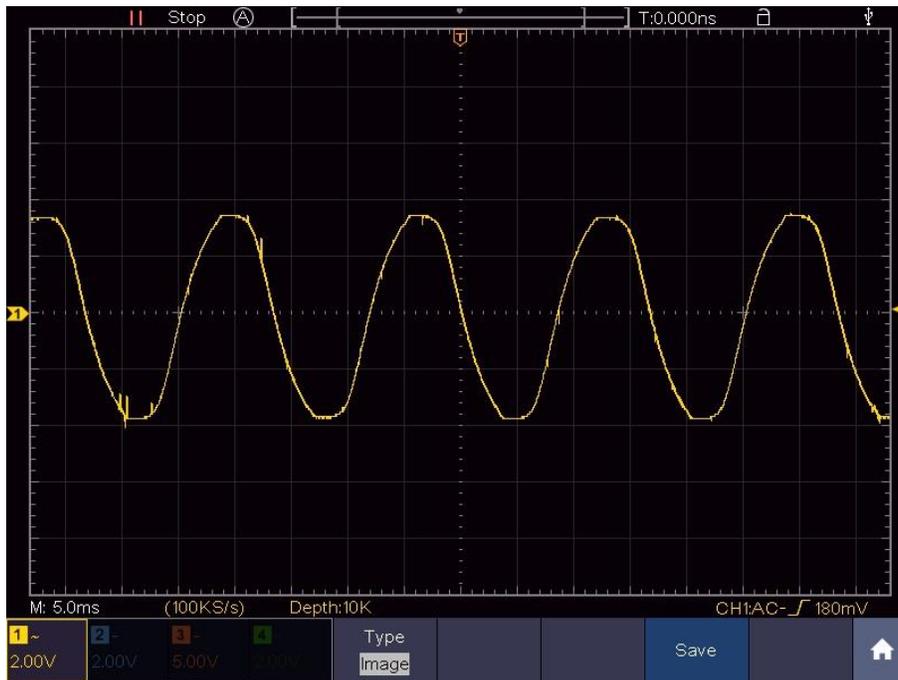


Imagen 9 Señal resultante del circuito inversor.

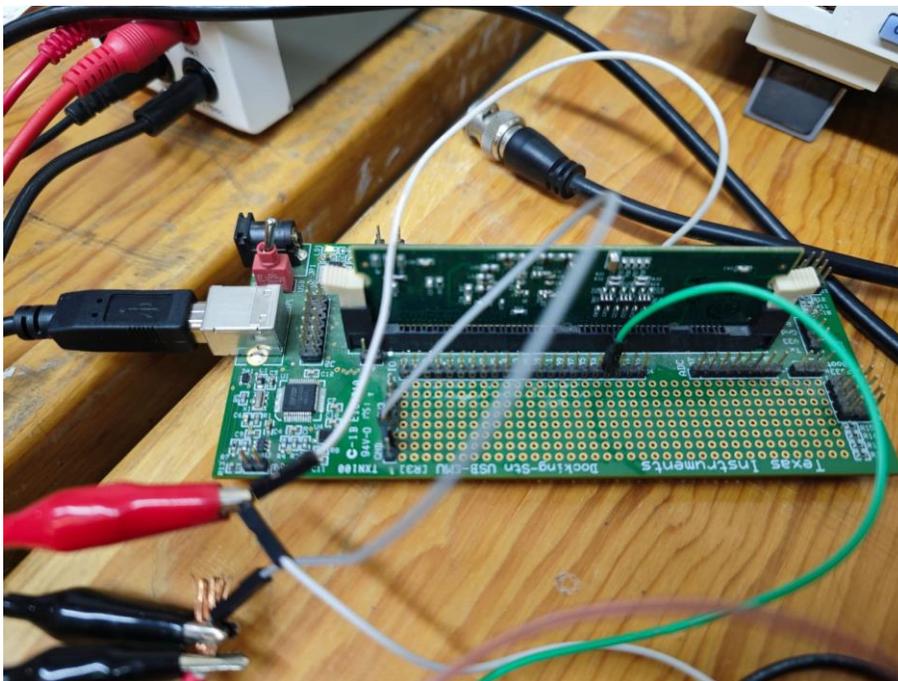


Imagen 10 Conexiones tarjeta Delfino.