



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

**PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA DE
BAJA INERCIA CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

SERGIO IGNACIO OLIVARES ALARCÓN

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
FRANCISCO RIVERA SERRANO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: SERGIO IGNACIO OLIVARES ALARCÓN
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

PLANIFICACIÓN DE LA TRANSMISIÓN EN SISTEMAS DE POTENCIA DE BAJA INERCIA CONSIDERANDO CRITERIOS DE ESTABILIDAD

Las metas de descarbonización impuestas por diversos países traen como consecuencia un aumento sostenido de los niveles de participación de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC). La estabilidad de los futuros sistemas eléctricos de potencias se verá comprometida, ya que al aumentar la participación de TGVCC los niveles de corrientes de falla tenderán a disminuir, provocando que las redes sean débiles. Tradicionalmente, los modelos de planificación de la transmisión (TEP) no consideran restricciones de estabilidad, basándose únicamente en restricciones económicas para determinar los planes de expansión. La incorporación de restricciones de estabilidad permite mejorar la respuesta del sistema frente a contingencias, minimizando los efectos negativos de las TGVCC. En este contexto, este trabajo analiza los efectos del aumento sostenido de TGVCC en la planificación del sistema de transmisión, considerando criterios de estabilidad. Se utiliza como caso de estudio el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) del año 2016, obteniendo el plan de expansión para un escenario con 0, 10, 20, 30, 40 y 50 % de participación de TGVCC.

Los resultados muestran que a medida que aumenta la participación de TGVCC, el costo de inversión del plan de expansión tiende a aumentar. Se corroboró que a medida que aumenta la participación de TGVCC la robustez del sistema tiende a disminuir. Para cumplir con el nivel de exigencia de corriente de falla se debe aumentar el número de líneas de transmisión y sistemas de almacenamiento existentes en el plan de expansión. Sin embargo, se debe considerar que al incluir las restricciones de estabilidad se mejora la respuesta del sistema frente a contingencias.

Agradecimientos

Este documento marca el fin de un largo camino, lleno de desafíos, alegrías, sueños y aprendizajes, pero el comienzo de una nueva vida como profesional.

En primer lugar, agradecer a mi Familia. Mis padres, Cecilia y Sergio, quienes me acompañaron en el largo camino como estudiante, me entregaron valores y principios esenciales para la vida, además de ser mi soporte en momentos de frustración, cansancio, desilusiones y penas. Ellos, son los primeros en creer en mí, entregando confianza, cariño y mucho amor, a pesar de la distancia. Agradecer a mi Madre, por las llamadas para compartir nuestras experiencias del día. A mi Padre, por las historias que lograban sacar risas y carcajadas hasta en momentos de mayor estrés. A mi Hermana, Tamara, por ser la primera profesional en mi Familia, quien marcó el camino que debía seguir en base a la perseverancia.

A mi Novia, Carmen, quien desde hace 8 años me acompaña incondicionalmente. Por los Sábados de citas entre estudios y películas, por la paciencia en las noches de desvelo estudiando y el entendimiento de lo que significaba estudiar en la universidad. Por compartir logros personales y alcanzar metas juntos. Por la fe que tiene en mí, por siempre insistir que todo lo que me proponga lo conseguiré.

A mi Profesora Guía, Claudia Rahmann, por la oportunidad de trabajar junto a ella, por acompañarme en el proceso y siempre estar dispuesta a ayudar, por entregar los conocimientos necesarios para mi formación profesional y generar las condiciones necesarias para realizar mi trabajo de título. Además, agradecer a Juan Pablo Cerda, quien me entregó las herramientas y la base para el desarrollo de mi memoria, por los consejos y la buena voluntad a ayudar.

Agradezco a todos los Profesores que formaron parte de mi camino universitario. En mi paso por Plan Común, me entregaron los cimientos necesarios para conocer el mundo de las Ciencias e Ingeniería. En mi especialización, por darme a conocer el maravilloso mundo de la Ingeniería Eléctrica y siempre motivarme a querer aprender más.

Finalmente agradecer a quienes me acompañaron en mi etapa escolar, mis profesores fueron parte fundamental de mi formación y preparación para llegar a la universidad, Juan Marambio y Claudia, quienes prepararon y entregaron material de estudio extra para fortalecer mis conocimientos y alcanzar mis metas, con lo que pude superar el primer obstáculo, llamado PSU.

En fin, gracias a todos y todas las personas que aportaron su grano de arena para lograr ingresar, permanecer y egresar de la Universidad de Chile.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcance	3
2. Marco teórico	4
2.1. Robustez en los sistemas eléctricos	4
2.2. Efecto de las TGVCC en la robustez de los sistemas eléctricos	5
2.3. Índices para cuantificar robustez	8
2.3.1. Short Circuit Ratio (SCR)	8
2.3.2. Multi-Infeed Short Circuit Ratio (MSCR)	9
2.3.3. Weighted Short-Circuit Ratio (WSCR)	10
2.3.4. Multi-infeed Q effective short circuit ratio (MQESCR)	10
2.4. Planificación sistema de transmisión considerando criterios de estabilidad . .	12
2.4.1. Generalidades trabajos revisados	12
2.4.2. Criterios de estabilidad	14
2.4.3. Conclusiones	16
3. Metodología propuesta	17
3.1. Optimización	18
3.2. Regresión logística	19
3.3. Validación dinámica	20
4. Caso de estudio	21
5. Resultados y análisis	23
5.1. Regresión logística	23
5.2. Resultados optimización	25
5.3. Validación dinámica	30
6. Conclusiones	35
6.1. Trabajo futuro	36
Bibliografía	37
Anexo	42

Índice de Tablas

2.1.	Comparación SCR y MSCR.	9
2.2.	Comparación WSCR y SCR con potencia eólica instalada de 600, 800 y 1000 [MW].	10
2.3.	Costo operación, inversión y total según probabilidad de estabilidad [58].	16
5.1.	Coefficientes β_0 y β_1 de las curvas sigmoides según tipo de barra y participación de TGVCC.	25
5.2.	Número de BESS a instalar según cada caso y escenario.	28
5.3.	Número de líneas a instalar según cada caso y escenario.	28

Índice de Ilustraciones

2.1.	Capacidad de transferencia sistema robusto y débil [36].	4
2.2.	Variación SCR frente a nivel de penetración TGVCC.	5
2.3.	Relación entre variación de tensión y SCR.	6
2.4.	Respuesta tensión frente a contingencia, para barra con SCR=1.23 (curva roja) y SCR=2.04 (curva verde).	6
2.5.	Desempeño PLL considerando diferentes corrientes de referencias del convertor. $i_{ref}= 0.0 - 1.0j$, $0.0 - 0.9j$ y $0.10 - 0.9j$ [32].	7
2.6.	Comparación margen de estabilidad, curva P-V, para planificación tradicional y planificación con criterio de estabilidad de tensión [59].	14
2.7.	Comparación de la respuesta de la velocidad angular en GS presentes en un sistema, con y sin considerar criterio de estabilidad (Ecuación (2.12)) en el problema de optimización.	15
3.1.	Diagrama de flujo de la metodología propuesta.	17
4.1.	Red simplificada SING con líneas y barras candidatas para la instalación de BESS.	22
5.1.	Robustez según tipo de barra y participación de TGVCC.	24
5.2.	Curvas sigmoides según tipo de barra y participación TGVCC.	25
5.3.	Costo de inversión, operación y total según participación de TGVCC y probabilidad de que el sistema sea estable.	26
5.4.	Costo de inversión, operación y total según participación de TGVCC, sin considerar restricciones de estabilidad.	26
5.5.	Plan de expansión sin considerar restricciones de estabilidad ni BESS en el problema de optimización.	28
5.6.	Plan de expansión según probabilidad de que el sistema sea estable y participación de TGVCC.	29
5.7.	Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Ángulos - sin SCC - sin BESS.	30
5.8.	Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Tensiones - sin SCC - sin BESS.	30
5.9.	Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Ángulos - con SCC - con BESS.	32
5.10.	Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Tensiones - con SCC - con BESS.	32
5.11.	Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Ángulos - sin SCC - sin BESS.	33
5.12.	Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Tensiones - sin SCC - sin BESS.	33
5.13.	Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Ángulos - con SCC - con BESS.	34
5.14.	Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Tensiones - con SCC - con BESS.	34

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los sistemas eléctricos de potencia están presentando una evolución hacia sistemas con alta participación de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC). El aumento de participación de TGVCC se relaciona con las metas de descarbonización impuestas por diversos países, entre los que se incluye Chile. En las propuestas planteadas en Chile se considera una descarbonización total para el año 2040 [1]. Australia plantea para el año 2050 una descarbonización total, siguiendo la hoja de ruta *Technology Road Map* publicado por el gobierno australiano [2]. La Unión Europea (UE) aspira a una descarbonización total para el año 2050, para ello los países miembros de la UE deben desarrollar estrategias nacionales a largo plazo, sobre cómo planean lograr la descarbonización en virtud del Acuerdo de París y los objetivos de la UE [3].

La planificación de los sistemas eléctricos con altos niveles de TGVCC es necesaria, ya que existen diferencias fundamentales entre las TGVCC y las tecnologías de generación convencional, basadas en generadores sincrónicos (GS). En este contexto, una de las diferencias fundamentales a considerar es la limitada capacidad de aporte de corrientes de falla que las TGVCC pueden brindar al sistema durante contingencias [7]. El nivel de corriente de falla toma relevancia, debido a que se relaciona con el nivel de sensibilidad de las tensiones frente a cambios de los flujos de potencia [4]. Altos niveles de cortocircuito indican un sistema robusto con tensiones rígidas, lo que significa que no se desviarán significativamente de sus valores de régimen permanente cuando se vean afectados por pequeñas perturbaciones.

En los Sistemas Eléctricos de Potencia (SEP) convencionales los generadores sincrónicos son las principales fuentes que contribuyen a las corrientes de falla [4], por lo tanto, el desplazamiento de los GS por TGVCC conducirá a una reducción generalizada de la robustez de los sistemas [5]. El problema de presentar una baja robustez, es que durante contingencias los sistemas pueden experimentar tensiones extremadamente reducidas y luego del despeje de la falla, pueden tener dificultades para recuperar las tensiones. Además, las caídas severas de tensión pueden acelerar considerablemente los rotores de los GS cercanos, corriendo el riesgo que pierdan sincronismo. En consecuencia, aumentar la participación de TGVCC afecta la respuesta del sistema frente a una contingencia, aumentando la probabilidad de una pérdida de estabilidad [4].

La estabilidad de los sistemas eléctricos es fundamental para mantener un suministro estable y de calidad. Una pérdida de estabilidad puede conllevar a apagones parciales o totales con graves consecuencias económicas y sociales. Por ejemplo, en el año 2016 un apagón en el sur de Australia dejó 1.7 millones de personas sin electricidad durante días. El apagón se asocia a la salida de servicio de la central eólica *Snowtown*, por violentas fluctuaciones del viento, dejando de suministrar 200 [MW] [23]. Otro apagón en el año 2007 afectó a 480.000 clientes en Australia [24]. En el año 2019 un apagón parcial dejó a 73.000 clientes sin electricidad en Nueva York como resultado de una falla en un transformador [25] [26]. En este contexto, se vuelve clave que la planificación de los sistemas eléctricos considere los niveles de robustez, de forma de mantener la seguridad y estabilidad frente a altos niveles de TGVCC.

La planificación de la transmisión de los sistemas de potencia se ha estudiado ampliamente en la literatura durante varias décadas [31]. Tradicionalmente, la planificación se lleva a cabo para identificar las nuevas instalaciones a incorporar en la red para satisfacer las demandas futuras de manera segura y económica. La optimización realizada considera el aumento de la demanda, las nuevas centrales de generación en carpeta y la evolución de las fuentes de generación renovables. Generalmente, la función objetivo minimiza los costos de inversión y operación del SEP, sujeto a restricciones operacionales y de seguridad. En las restricciones se considera la potencia máxima y mínima de los generadores, reservas de subida y bajada, flujos máximos por las líneas de transmisión, entre otras. La incorporación inherente de restricciones de estabilidad en la planificación de la transmisión no suele ser factible, conllevan a problemas complejos a nivel resolutivo, que requieren de altos tiempos de resolución, recursos humanos y computacionales.

Dentro de la literatura técnica existente, los criterios de estabilidad se han incorporado en la planificación de la transmisión aplicando novedosos modelos de optimización, que permiten reducir el tiempo de resolución. La principal conclusión de estos trabajos es que la incorporación de criterios de estabilidad permite mejorar la respuesta dinámica del sistema, disminuyendo la probabilidad de que el sistema pierda la estabilidad. Sin embargo, en la literatura revisada no se analiza el impacto de aumentar la participación de TGVCC en la planificación del sistema de transmisión. Teniendo en cuenta las diferencias fundamentales que presentan las TGVCC, con respecto a los generadores sincrónicos, vale la pena analizar cómo cambia el plan de expansión del sistema si existe un aumento sostenido de la participación de TGVCC en el sistema.

En el contexto anterior, el objetivo general de esta memoria es analizar el efecto que tiene el aumento sostenido de los niveles de TGVCC en la planificación de los sistemas eléctricos, considerando restricciones de estabilidad.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es analizar el efecto que tiene el aumento sostenido de los niveles de TGVCC en la planificación de los sistemas eléctricos, considerando restricciones de estabilidad.

1.2.2. Objetivos específicos

- Implementar un sistema eléctrico de potencia de baja inercia.
- Implementar modelo de optimización para planificación de sistema de potencia.
- Definir una relación entre restricciones de estabilidad y económicas.
- Definir punto de operación del sistema de potencia.
- Implementar metodología de cálculo para determinar restricciones de estabilidad, a partir de indicadores estáticos de robustez.
- Realizar análisis de sensibilidad en términos del nivel de participación de TGVCC y sus efectos en la planificación y estabilidad del sistema eléctrico.

1.3. Alcance

El presente trabajo hará uso de un modelo de planificación estático, determinístico, con horizonte de evaluación de un año, desarrollado en el marco de la Tesis de Magíster en Ciencias de la Ingeniería, Mención Eléctrica [58].

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Robustez en los sistemas eléctricos

La robustez de los SEP permite cuantificar el desempeño de los sistemas tanto en régimen permanente como frente a una contingencia. Una menor robustez implica que una variación en los flujos de potencia puede cambiar significativamente las tensiones de la red, es decir, las sensibilidades $\partial V/\partial P$ y $\partial V/\partial Q$ aumentan [33]. Mientras mayor sea la robustez de los sistemas, menor será la probabilidad de que estos sufran colapsos de tensión frente a una contingencia y de que exista una mala regulación de tensión. Las variaciones de tensión severas pueden provocar la pérdida de sincronismo de los generadores sincrónicos que se encuentran cercanos a la contingencia. Por lo tanto, una alta robustez de los SEP conlleva a presentar un mejor desempeño dinámico del sistema frente a una contingencia, disminuyendo la probabilidad de que exista una pérdida de estabilidad.

La robustez también se asocia a la capacidad de transferencia de los sistemas eléctricos. Mientras mayor sea la robustez del sistema, mayor será su capacidad de transferencia. En la Figura 2.1 se compara la capacidad de inyección de una central eólica cuando se conecta a un sistema robusto y a uno débil. De la figura, se observa que una mayor robustez permite una operación más segura, con un mayor margen de estabilidad de tensión.

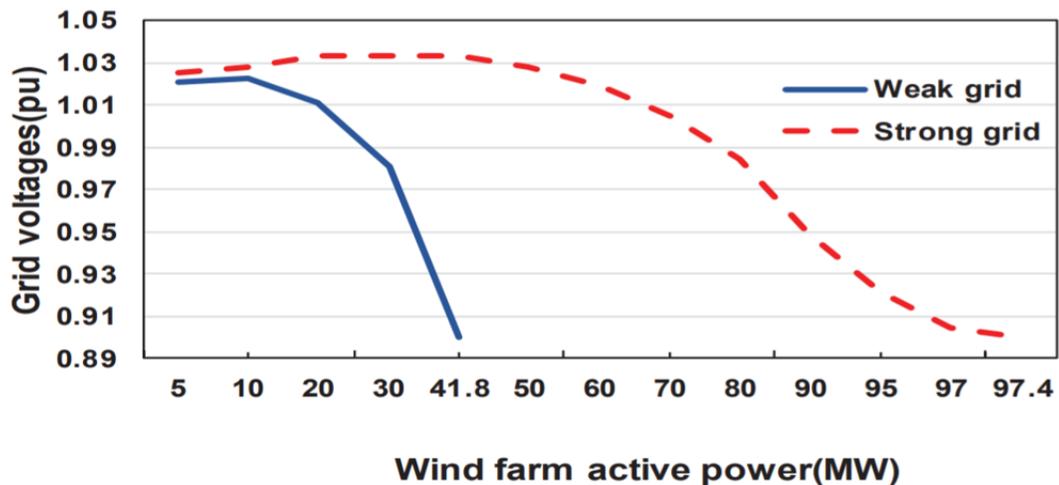


Figura 2.1: Capacidad de transferencia sistema robusto y débil [36].

El índice *Short Circuit Ratio* (SCR) se suele utilizar para medir la robustez de los sistemas eléctricos. Este índice depende de la cantidad de generadores sincrónicos que se encuentren en operación y de la topología del sistema eléctrico [33]. Los generadores sincrónicos pueden brindar entre 6 a 9 veces su corriente nominal durante una contingencia [34]. Por otro lado, el SCR es inversamente proporcional a la impedancia equivalente de la red, vista desde el punto donde se está evaluando la robustez. Por lo tanto, mientras más enmallado sea el sistema, mayor será la robustez de este [33].

2.2. Efecto de las TGVCC en la robustez de los sistemas eléctricos

El aumento de las TGVCC, como las centrales eólicas y solares, conlleva a una disminución de la participación de los generadores sincrónicos convencionales. Una de las diferencias fundamentales entre los generadores convencionales y las TGVCC, es el nivel de corriente de cortocircuito que pueden brindar al sistema durante una contingencia. Concretamente, las TGVCC pueden brindar entre 1.1 y 1.5 veces su corriente nominal durante contingencias, mientras que los generadores sincrónicos pueden brindar entre 6 a 9 veces su corriente nominal [7].

La disminución del nivel de corriente de cortocircuito afecta a la robustez de los SEP. En [37] se analiza el impacto del nivel de participación de TGVCC en la robustez de un sistema a través del indicador *Short Circuit Ratio* (SCR), para un escenario de baja, media y alta demanda. En la Figura 2.2 se presenta un resumen de los resultados obtenidos. De la figura, se concluye que el aumento del nivel de participación de TGVCC se refleja en una disminución del nivel de robustez del sistema. La disminución de la robustez se acentúa mientras menor sea la demanda.

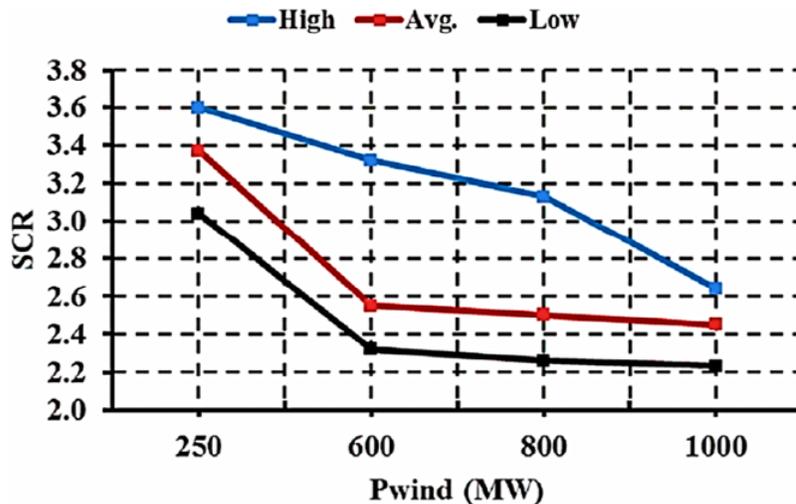


Figura 2.2: Variación SCR frente a nivel de penetración TGVCC.

Los efectos negativos de una mayor participación de TGVCC aumentan si se considera que los lugares con mejores recursos eólicos se encuentran principalmente en los suburbios, islas periféricas o áreas marinas [38]. Estos lugares suelen estar alejados del sistema eléctrico, lo que significa que las centrales eólicas se suelen conectar en zonas débiles [39]. Una zona débil

lleva a variaciones de tensión peligrosas para la operación estable de los sistemas eléctrico [39]. En la Figura 2.3 se gráfica la variación de la tensión en función de la robustez, para una barra de un sistema [38]. La gráfica muestra que cuando el valor de SCR es menor que 5 la variación de tensión aumenta considerablemente, mientras que para un SCR mayor que 5, la variación de tensión permanece por debajo del 3%.

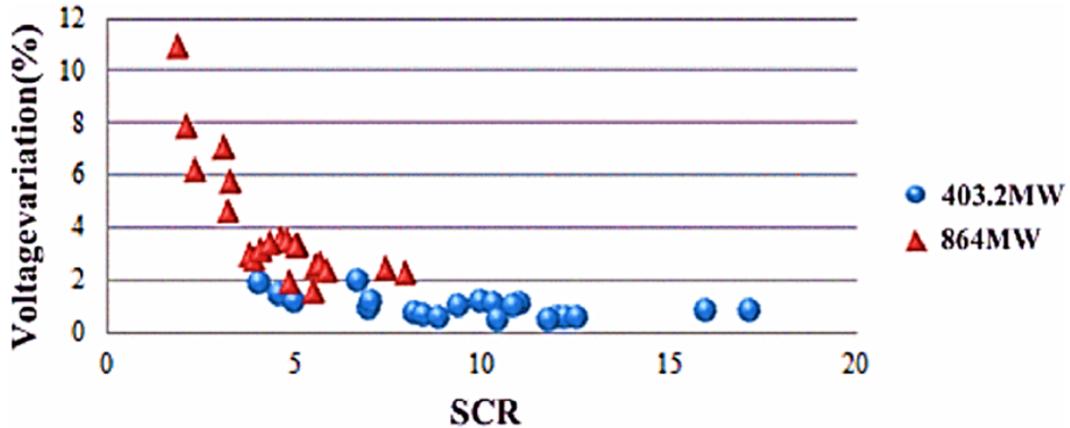


Figura 2.3: Relación entre variación de tensión y SCR.

En [39] se señala que los fabricantes de aerogeneradores diseñan sus controles y electrónica de potencia teniendo en cuenta una cierta tolerancia a sistemas con bajo SCR. La operación del parque eólico fuera de los límites establecidos puede resultar en inestabilidades del sistema de control. Los fabricantes recomiendan realizar la conexión de las TGVCC en zonas con SCR mayores a 5 [39]. La inestabilidad del sistema de control de un parque eólico frente a una contingencia, en un sistema débil, se relaciona con la variación de tensión en el punto de conexión. En la Figura 2.4 se presenta la variación de tensión frente a una contingencia para un SCR = 1.23 y SCR = 2.04 en el punto de conexión [39]. Se corrobora que un mayor SCR conlleva a una recuperación más rápida y amortiguada.

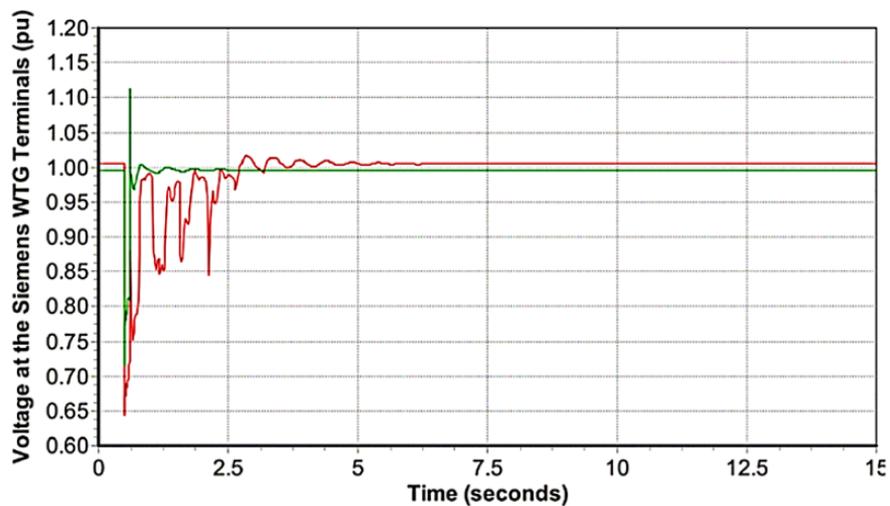


Figura 2.4: Respuesta tensión frente a contingencia, para barra con SCR=1.23 (curva roja) y SCR=2.04 (curva verde).

Los problemas de conectar una central TGVCC a una red débil aumentan cuando la central opera como *grid-feeding/grid-following*. En esta operación, la inyección de potencia activa y reactiva de la central depende del seguimiento de tensión y frecuencia, que impone la red en el punto de conexión. El seguimiento de tensión y frecuencia se realiza por medio del lazo de control *Phase Locked Loop* (PLL).

El ajuste de parámetros de un PLL, para que exista un buen desempeño, puede ser un gran desafío. Un mal ajuste de los parámetros de un PLL puede conducir a la detección de armónicas[40], provocando problemas en el sistema de control de la central. La detección de armónicos se puede relacionar al ancho de banda del PLL, ya que mientras mayor sea el ancho de banda, mayor será la velocidad de respuesta del PLL. Adicionalmente, un mal ajuste de parámetros de un PLL puede llevar a la pérdida de sincronismo de la central, producto de la dinámica del PLL frente a grandes variaciones de tensión en el punto de conexión [41].

La Figura 2.5 presenta el desempeño de un PLL frente a una caída de tensión del 90%, en la red de estudio. Las simulaciones se realizan considerando diferentes ajustes de parámetros de un convertidor, con el fin de estudiar el impacto en la dinámica de un PLL. Los resultados evidencian que un buen ajuste de parámetros puede evitar la pérdida de sincronismo de una central con la red.

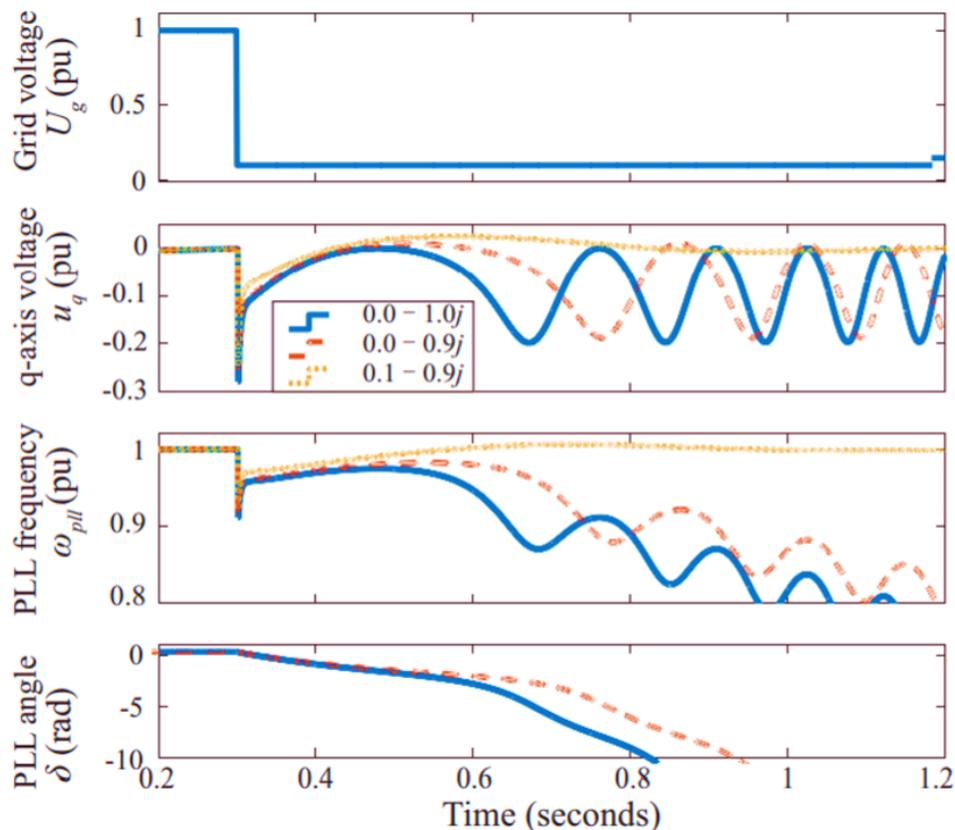


Figura 2.5: Desempeño PLL considerando diferentes corrientes de referencias del convertidor. $i_{ref} = 0.0 - 1.0j$, $0.0 - 0.9j$ y $0.10 - 0.9j$ [32].

2.3. Índices para cuantificar robustez

La cuantificación de la robustez permite identificar zonas robustas y zonas débiles [46]. La identificación de las zonas débiles ayuda en la operación y planificación del sistema eléctrico. En la operación permite conocer las posibles zonas que podrían presentar problemas, mientras que en la planificación permite focalizar las decisiones en búsqueda de un sistema más estable.

Diferentes estudios han mostrado que frente a altos niveles de TGVCC los indicadores clásicos de robustez, como el SCR, comienzan a no tener validez. A medida que evolucionan los equipos y la tecnología de control, el umbral y cuantificación de robustez pueden ser difícil de establecer [33]. Concretamente, lo que es “débil” para un fabricante puede no ser un problema para otro. Además, los problemas asociados a redes débiles son específicos, por lo que un bajo nivel de SCR solo indica una mayor probabilidad de observar problemas en una red, pero no da información específica del problema que se podría presentar [33]. En el contexto anterior, en la literatura se pueden encontrar diferentes métricas para cuantificar el nivel de robustez de los SEP, con altos niveles de TGVCC. Las métricas estudiadas presentan como base el nivel de corriente de cortocircuito. Las principales diferencias entre las métricas recaen en los supuestos y enfoques que utilizan para el cálculo de la robustez.

2.3.1. Short Circuit Ratio (SCR)

La métrica más sencilla para cuantificar la robustez es el SCR. La definición del SCR se representa en la Ecuación (2.1) [46].

$$SCR_i = \frac{S_{cc}^i}{P_i} \quad (2.1)$$

Donde S_{cc}^i es la potencia aparente de cortocircuito en la barra i y P_i es la potencia nominal de la TGVCC conectada en el punto común (PCC).

La principal desventaja de esta métrica es la representación de la robustez para sistemas con TGVCC eléctricamente cercanas. Se recomienda utilizar el SCR en sistemas eléctricos con alta participación de generadores sincrónicos, donde la distancia eléctrica entre TGVCC sea considerable [48].

La cuantificación por medio de la métrica SCR permite clasificar la red como muy débil, débil y robusta. En la Ecuación (2.2) se representa la clasificación de la red según el indicador SCR [49].

$$\begin{aligned} \text{Red muy débil} &\longrightarrow SCR < 2 \\ \text{Red débil} &\longrightarrow 2 < SCR < 3 \\ \text{Red robusta} &\longrightarrow SCR > 3 \end{aligned} \quad (2.2)$$

Un menor SCR es sinónimo de una red más débil, que conlleva a una mayor sensibilidad de las tensiones frente al cambio de flujo de potencia activa y reactiva.

2.3.2. Multi-Infeed Short Circuit Ratio (MSCR)

Esta métrica permite cuantificar la robustez en el PCC considerando la influencia que tienen las TGVCC que se encuentren eléctricamente cercanas. Dependiendo de la cercanía con que se encuentren las TGVCC es el nivel de influencia que existe. La definición del indicador MSCR se encuentra en la Ecuación (2.3) [48].

$$MSCR_i = \frac{S_{ac}^i}{P_d^i + \sum_{j,j \neq i}^n F_{ij} \cdot P_d^j} \quad (2.3)$$

Donde S_{ac}^i es la potencia aparente de cortocircuito en la barra i (barra donde se calcula la robustez), P_d^i es la potencia nominal de la TGVCC que se conecta en la barra i , P_d^j es la potencia nominal de la TGVCC conectada en la barra j , N es la cantidad de TGVCC que se encuentran eléctricamente cercanas a la barra i , y F_{ij} es el factor de influencia entre la barra i y j . Este factor permite cuantificar la sensibilidad de tensión de la barra i , con respecto a una variación de la tensión en la barra j . El factor de influencia F_{ij} se define en la Ecuación (2.4).

$$F_{ij} = \frac{\Delta U_j}{U_j} \quad (2.4)$$

F_{ij} puede variar entre 0 y 1. Un F_{ij} muy cercano a 0 significa que no existe una gran influencia de la barra j en la barra i , lo que es sinónimo que están electrónicamente distantes. Por otro lado, un F_{ij} muy cercano a 1 significa que la barra j tiene una gran influencia en la barra i , es decir, se encuentran eléctricamente cercanas.

En [48] se clasifica la red en red muy débil, débil y robusto según la Ecuación (2.5).

$$\begin{aligned} \text{Red muy débil} &\longrightarrow MSCR < 2 \\ \text{Red débil} &\longrightarrow 2 < MSCR < 3 \\ \text{Red robusta} &\longrightarrow MSCR > 3 \end{aligned} \quad (2.5)$$

En [48] se realiza una comparación entre el índice SCR y MSCR, considerando tres barras del sistema en estudio. En la Tabla 2.1 se presenta la comparación de las métricas. Se puede ver como la robustez calculada por medio de SCR presenta valores superiores con respecto a los calculados por medio de MSCR, lo que demuestra el impacto de considerar la influencia de las TGVCC, eléctricamente cercanas al punto donde se calcula la robustez.

Tabla 2.1: Comparación SCR y MSCR.

Barra	SCR	MSCR
Tian-Guang	6.04	3.87
Gui-Guang	4.20	3.34
Georges-Guang	3.90	3.00

2.3.3. Weighted Short-Circuit Ratio (WSCR)

El indicador WSCR presenta como supuesto que las TGVCC ubicadas eléctricamente cercanas se consideren en una misma barra. El supuesto se basa en la existencia de una gran influencia entre las distintas TGVCC del sistema. El cálculo de la robustez por medio de este indicador conlleva a resultados más conservadores. La definición del WSCR se presenta en la Ecuación (2.6) [37].

$$WSCR_i = \frac{\sum_i^N S_{cc}^i P_R^i}{\left(\sum_j^N P_R^i\right)^2} \quad (2.6)$$

Donde S_{cc}^i es la potencia aparente de cortocircuito en la barra i (barra donde se calcula WSCR), P_R^i es la potencia activa nominal de la TGVCC conectada en la barra i , y N es el número de TGVCC que se consideran eléctricamente cercanas y por ende en la misma barra i .

En la Tabla 2.2 se presenta una comparación entre el indicador SCR y WSCR [37]. La comparación se realiza para diferentes grados de participación de TGVCC, a partir de la potencia instalada de una central eólica. Se puede ver que la robustez del sistema calculado por medio del WSCR queda representado por medio de un único valor, el cual es considerablemente menor a los niveles de robustez calculado por medio del SCR. Los resultados demuestran el impacto de considerar las TGVCC en una misma barra ficticia.

Tabla 2.2: Comparación WSCR y SCR con potencia eólica instalada de 600, 800 y 1000 [MW].

P_{wind} [MW]	WSCR	SCR						
		PCC1	PCC2	PCC3	PCC4	PCC5	PCC6	PCC7
600	0.97	3.32	3.73	2.93	13.14	11.19	3.33	4.63
800	0.94	3.13	3.38	2.86	12.78	10.88	3.22	4.50
1000	0.83	2.64	2.94	2.46	11.85	8.79	2.90	4.12

2.3.4. Multi-infeed Q effective short circuit ratio (MQESCR)

El índice MQESCR es una variación del índice MSCR, ya que se considera la compensación de potencia reactiva en la barra donde se calcula la robustez y la influencia de las TGVCC que se encuentran eléctricamente cercanas. La definición de MQESCR se presenta en la Ecuación (2.7) [7].

$$MSCR_i = \frac{S_{ac}^i - Q_c^i}{P_{pd}^i + Q_{pd}^i + \sum_{j,j \neq i}^n MIIF_{ij} \cdot (P_d^j + Q_d^j)} \quad (2.7)$$

Donde S_{ac}^i es la potencia aparente de cortocircuito en la barra i (barra donde se calcula la robustez), Q_c^i es la compensación reactiva presente en la barra i , P_{pd}^i la potencia activa nominal de la TGVCC conectada en la barra i , Q_{pd}^i es la potencia reactiva nominal de la TGVCC conectada en la barra i , P_d^j la potencia activa nominal de la TGVCC conectada en la barra j (TGVCC eléctricamente cercana a la barra i) y Q_d^j es la potencia reactiva nominal de la TGVCC conectada en la barra j .

El nivel de influencia entre las TGVCC, eléctricamente cercanas al punto donde se calcula la robustez, queda determinado por $MIIF_{ij}$. La definición de $MIIF_{ij}$ se presenta en la Ecuación (2.8). Un valor cercano a 1 significa que existe una alta influencia entre la tensión de la barra i y la tensión en la barra j . Por otro lado, una baja influencia de la tensión de la barra i y barra j se ve reflejado en un $MIIF_{ij}$ cercano a 0.

$$MIIF_{ij} = \frac{\Delta U_i}{U_j} \quad (2.8)$$

En [7] la clasificación de las redes muy débiles, débiles y robustez queda definida según la Ecuación (2.9).

$$\begin{aligned} \text{Red muy débil} &\longrightarrow MQESCR < 1.2 \\ \text{Red débil} &\longrightarrow 1.2 < MQESCR < 2.3 \\ \text{Red robusta} &\longrightarrow MQESCR > 2.3 \end{aligned} \quad (2.9)$$

2.4. Planificación sistema de transmisión considerando criterios de estabilidad

La evolución del sistema de potencia desde un sistema dominado por generadores sincrónicos a sistemas con alta penetración de TGVCC, trae consigo nuevos desafíos asociados a la estabilidad de los sistemas de potencia. Estos desafíos se relacionan con una búsqueda de nuevas estrategias de control y planificación del sistema de potencia.

La planificación del sistema de transmisión, históricamente, solo ha utilizado criterios económicos para la resolución del problema de planificación, expandiendo el sistema de potencia en base a aquella solución que minimice los costos de inversión. La evolución de los sistemas de potencia a uno con alta participación de TGVCC, trajo como consecuencia la necesidad de estudiar nuevas estrategias de planificación, donde se consideren no solo criterios económicos y de seguridad, sino que también de estabilidad. En estas nuevas estrategias de planificación se debe considerar la complejidad que tiene la resolución del problema de optimización. Lo anterior, producto de la cantidad de variables y simulaciones en flujo AC que se deben considerar, lo que conlleva a la necesidad de utilizar novedosos modelos de optimización.

En las siguientes secciones se da un mayor detalle de los artículos estudiados, en donde se proponen novedosos modelos de optimización para la planificación del sistema de transmisión. Los modelos de optimización que se proponen permiten incluir criterios económicos y de estabilidad en la resolución del problema de optimización. Además, se consideran flujos AC, planificación dinámica y modelación de la incertidumbre de las TGVCC.

2.4.1. Generalidades trabajos revisados

En los trabajos revisados se consideran planificaciones del tipo estática y dinámica. El tipo de planificación consiste en el horizonte del problema de optimización. En una planificación estática el horizonte solo es un año, en este problema se identifican las características del equipo a incorporar al sistema y la ubicación de este. En una planificación dinámica el horizonte considerado presenta más de un año. En este problema se determinan las características, la ubicación y el año óptimo en que el nuevo equipo debe entrar en operación. La planificación dinámica conlleva a un problema de mayor complejidad, ya que las variables y restricciones aumentan con respecto al caso de planificación estática.

En los artículos analizados con planificación dinámica, la variación entre un año y otro se enfoca en el crecimiento de la demanda. En [59], se proponen dos horizontes de planificación, con el objetivo de estudiar el impacto del horizonte de planificación en la solución obtenida. Los horizontes considerados son de 8 y 10 años, con un crecimiento anual de la demanda de un 5% para ambos casos. En [24] se considera un horizonte de planificación de 5 años, con un crecimiento anual de un 7% de la demanda.

En [60] se considera un horizonte de planificación de 10 años, cada año se divide en 12 bloques de carga representando la demanda máxima de cada mes. En el horizonte de planificación existe un crecimiento anual de 1% de la demanda. Además, se considera la incertidumbre de las unidades eólicas presentes en el sistema. Por último, se limita la emisión de gases de efecto invernadero, límite que disminuye anualmente en un 5%.

Los trabajos revisados desarrollan e implementan complejos modelos de resolución para el problema de optimización. El número de variables y restricciones que existen en un problema de optimización pueden conllevar a excesivos tiempos de resolución, llegando a no ser factible la resolución del problema si se consideran flujos AC, planificación dinámica y restricciones de estabilidad [6].

En [24] y [59] la resolución del problema de optimización se logra por medio de la implementación del esquema de descomposición de Benders. En la descomposición de Benders generalizada se descompone un problema de programación no lineal con variables binarias (MINLP), en un problema maestro (MP) y subproblemas (SP) de programación no lineal (NLP). Una limitación de este algoritmo, es que solo es posible garantizar que se alcance la solución óptima global cuando el NLP es convexo. Por otro lado, el algoritmo *Constructive Heuristic Algorithms* (CHA) implementado en [56] y [57] relaja y representa las decisiones de expansión a través de una función tangente hiperbólica. Se señala que estos algoritmos son robustos y, generalmente, encuentran soluciones de calidad razonable con poco esfuerzo computacional, pero rara vez se encuentra la solución óptima global, especialmente en sistemas reales y grandes.

En la literatura estudiada se encuentran algoritmos que se basan en complejos patrones observados en organismos vivos. En [27] se utiliza el algoritmo *particle swarm optimization algorithm*, señalando que es uno de los algoritmos más prácticos y populares para optimizar problemas no lineales, con variables continuas y discretas. Este algoritmo define cada solución del problema de optimización como una partícula. Cada partícula se caracteriza por buscar la posición óptima dentro del conjunto de soluciones, cambiando la velocidad de búsqueda de acuerdo con reglas inspiradas en el comportamiento de bandadas de aves. En [53] se propone el algoritmo *genetic algorithm* (GA). Este algoritmo imita el proceso genético y evolutivo presente en la naturaleza. En [6] se utiliza el algoritmo *bacterial foraging algorithm*. Se señala que el algoritmo es una nueva técnica de optimización inspirada en el comportamiento de la bacteria *Escherichia coli*. La inspiración del algoritmo recae en que las bacterias tienden a reunirse y buscar lugares ricos en nutrientes. Esta búsqueda sigue un patrón especial, de acuerdo con ciertos movimientos que pueden realizar las bacterias (nado y giro). El objetivo del algoritmo es lograr representar los patrones de búsqueda de las bacterias, en la búsqueda de la solución del problema de optimización. Por último, en [55] se propone el algoritmo *Artificial fish swarm algorithm* (AFSA), señalando que es un método simple y eficaz para resolver un problema de planificación de la transmisión. Este algoritmo está inspirado en el movimiento colectivo de los peces y sus diversos comportamientos sociales. La búsqueda de alimentos, la inmigración y el manejo de los peligros ocurren en forma social. Las interacciones entre todos los peces en un grupo darán como resultado un comportamiento social inteligente. Este algoritmo tiene muchas ventajas, incluyendo la alta velocidad de convergencia, flexibilidad, tolerancia a fallas y alta precisión [61].

Un punto a considerar en sistemas con alta participación de TGVCC, es la incertidumbre y variabilidad que estas tecnologías pueden presentar a partir de su materia prima. La incorporación de estas características en el problema de planificación se puede lograr gracias a la eficiencia que alcanzan los complejos algoritmos implementando en la literatura estudiada. En [6] y [55] se modela la incertidumbre por medio de simulación de Monte Carlo (MCS).

Este modelo tiene como base la utilización de funciones de densidad de probabilidad (PDF) para construir posibles escenarios, en este caso de generación eólica y solar, en base al pronóstico de la velocidad del viento y radiación solar. La PDF utilizada para la construcción de los escenarios de generación eólica y solar queda determinada a partir de una distribución *Gaussiana* y de *Weibull*, respectivamente.

2.4.2. Criterios de estabilidad

En la literatura estudiada la planificación del sistema de transmisión considera criterios económicos y de estabilidad. La construcción de los criterios de estabilidad utiliza como base la desviación de frecuencia, congestión en el sistema de transmisión, robustez del sistema y la máxima transferencia de potencia.

En [27], [51], [52], [59] y [61] se busca aumentar la máxima transferencia de potencia que puede existir en las líneas de transmisión de un sistema. Para incorporar este criterio, en [27] se considera el margen de estabilidad de tensión que existe en cada barra de un sistema, Ecuación (2.10). Aquí se impone un VSM_i mínimo para cada una de las barras de un sistema. En [61] se utiliza la razón entre la transferencia de potencia que existe en cada línea de transmisión y la máxima potencia que se puede transferir por estas, Ecuación (2.11). En este caso se imponen cuatro valores mínimos de VSI (0.39, 0.32, 0.28 y 0.27), con el fin de analizar el costo de inversión que existe en cada caso. En la Figura 2.6 se muestra el aumento del margen de estabilidad que se puede lograr al considerar criterios de estabilidad en el problema de optimización.

$$VSM_i = V_i - V_i^{collapse} \quad (2.10)$$

$$VSI_{n,j,y,lb} = \frac{P_{j,y,lb}}{P_{j,y,lb}^{max}} \quad (2.11)$$

En las Ecuaciones (2.10) y (2.11) $P_{j,y,lb}$ es la potencia activa que fluye por la barra j , $P_{j,y,lb}^{max}$ es la potencia máxima que puede fluir por la barra j , sin que se pierda estabilidad de tensión, V_i es la tensión de la barra i y $V_i^{collapse}$ es la tensión en el punto crítico de la curva P-V.

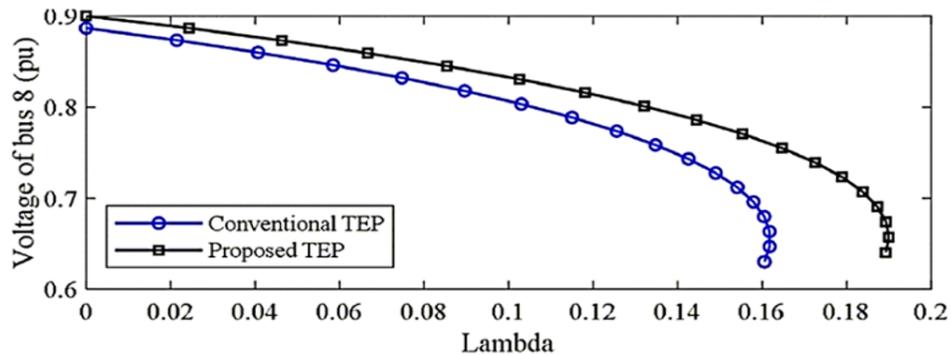


Figura 2.6: Comparación margen de estabilidad, curva P-V, para planificación tradicional y planificación con criterio de estabilidad de tensión [59].

En [24], por medio del plan de expansión, se busca minimizar la desviación de frecuencia del sistema luego de una contingencia. El criterio de estabilidad, Ecuación (2.12), se construye a partir de la ecuación del *swing*. La resolución del problema de optimización en [24] se realiza por medio de la *descomposición de Benders*, donde se considera la minimización de la Ecuación (2.12) como un sub problema.

$$\Delta\omega_g = \frac{\mu_g \Delta P_g \sum_{\forall g} H_g - \sum_{\forall g} (\mu_g H_g \Delta P_g)}{\sum_{\forall g} H_g} \quad (2.12)$$

$\Delta\omega_g$ es la desviación de velocidad angular presente en el generador g , μ_g es una constante definida para cada generador del sistema, ΔP_g es la desviación de generación de potencia activa del generador g y H_g es la constante de inercia del generador g .

En la Figura 2.7 se muestra el desempeño del sistema frente a una contingencia. De la figura, se puede ver que en el caso sin considerar el criterio de estabilidad en el problema de optimización, el generador G39 pierde sincronismo.

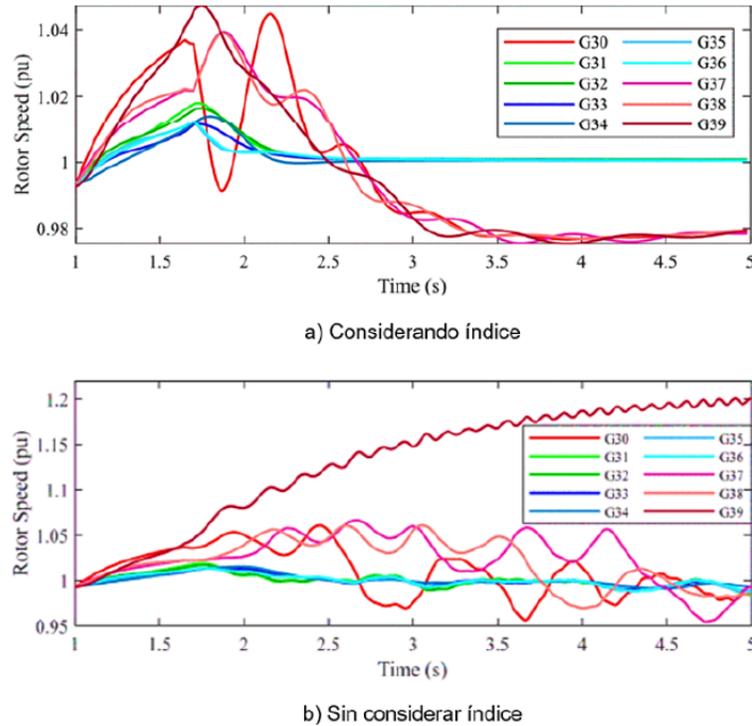


Figura 2.7: Comparación de la respuesta de la velocidad angular en GS presentes en un sistema, con y sin considerar criterio de estabilidad (Ecuación (2.12)) en el problema de optimización.

En [58] se considera como restricción de estabilidad la probabilidad de que el sistema en estudio sea estable. La probabilidad se basa en la robustez que existe en cada una de las barras de un sistema eléctrico. La robustez se mide a través del índice SCR en su versión simplificada, Ecuación (2.13), donde Z_{th} es el *equivalente de Thévenin* vista desde la barra que se está calculando la robustez y S_b es la potencia aparente base.

$$SCR = \frac{1}{Z_{th}} \cdot S_b \quad (2.13)$$

En [58] se realiza un análisis de sensibilidad de la restricción de estabilidad, imponiendo 4 probabilidades de que el sistema sea estable. Los costos de inversión y operación para cada uno de los casos se presentan en la Tabla 2.3.

Tabla 2.3: Costo operación, inversión y total según probabilidad de estabilidad [58].

Costo [MMUSD]	$p = 84\%$	$p = 87\%$	$p = 90\%$	$p = 93\%$
Costo inversión	19,8	24,1	24,6	25,8
Costo operación	816,2	812,6	812,9	812,3
Costo total	836,0	836,8	837,6	838,1

2.4.3. Conclusiones

De los trabajos revisados, se concluye que una planificación del sistema eléctrico que considere criterios económicos y de estabilidad implica un aumento de la inversión. Al considerar el criterio de estabilidad, el número de activos que se agregan en el plan de expansión tiende a aumentar, conllevando a que la solución obtenida sea menos económica. Al considerar circuitos que permitan reforzar el sistema se mejora el desempeño frente a contingencias, disminuyendo la probabilidad de que el sistema pierda estabilidad.

Queda en evidencia la complejidad que conlleva considerar flujos AC, criterios de estabilidad y planificaciones dinámicas dentro del problema de optimización. A partir de la implementación de novedosos modelos de resolución se pudo lograr la resolución de estos problemas. Se debe destacar que en los trabajos estudiados no se consideran sistemas grandes y reales. La alta velocidad de convergencia, flexibilidad, tolerancia a fallas y alta precisión es factible si se consideran sistemas pequeños, en donde el número de variables y parámetros son menos.

Finalmente, en los trabajos revisados no se estudia el impacto que tiene el aumento sostenido de TGVCC en el plan de expansión. Las diferencias fundamentales que existen entre las TGVCC y los generadores sincrónicos pueden conllevar a que las metodologías planteadas no mejoren el desempeño del sistema. Concretamente, cumplir los mismos criterios de estabilidad en un escenario con mayor participación de TGVCC puede llegar a ser un gran desafío. Este desafío se puede superar si se consideran nuevas tecnologías en el plan de expansión. Los sistemas de almacenamiento propuestos en [58] pueden ser una alternativa, ya que estas tecnologías pueden brindar una mayor flexibilidad a la operación de los SEP, incorporando esquemas de control para apoyar en la estabilidad de los SEP [58].

Capítulo 3

Metodología propuesta

En este capítulo se describe la metodología que se debe seguir para analizar los efectos del aumento sostenido de TGVCC en la planificación de los sistemas eléctricos. La metodología se construye a partir del trabajo desarrollado en [58]. Este entrega las bases del modelo de optimización, junto con las herramientas que permiten relacionar el nivel de cortocircuito con la estabilidad del sistema. Se debe hacer hincapié que las herramientas son únicas para cada sistema, ya que al variar el porcentaje de participación de TGVCC, el desempeño que presentan puede cambiar.

En la Figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo que resume la metodología propuesta. En las siguientes secciones se entrega un mayor detalle de cada uno de los puntos relevantes de la metodología. Primero, se describe la optimización, que entrega el plan de expansión que se evalúa por medio del criterio de estabilidad. El segundo punto a describir es la regresión logística, que permite construir la herramienta para relacionar el nivel de cortocircuito con la probabilidad de que el sistema sea estable. Esta se debe determinar cada vez que se varíe el nivel de participación de TGVCC. Finalmente, se describen las condiciones para validar el plan de expansión que cumple con las restricciones económicas y de estabilidad.

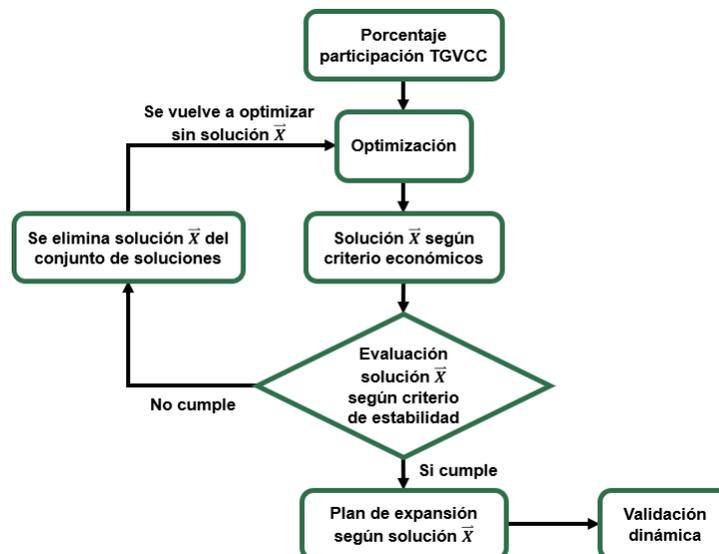


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

3.1. Optimización

La primera etapa de la metodología, luego de definir el nivel de participación de TGVCC, es la optimización de la planificación del sistema de transmisión, en donde se debe minimizar el costo de operación e inversión, bajo un escenario estático y determinístico. La inversión se relaciona con la expansión del sistema de transmisión e instalación de sistemas de almacenamiento. El modelo se implementa en *Python* y se utiliza *Gurobi* como *solver*.

El plan de expansión debe cumplir con ser económico y fortalecer el nivel de cortocircuito del sistema. La inversión en líneas de transmisión y/o sistema de almacenamiento permite fortalecer el nivel de cortocircuito que presenta el sistema, por lo que el dominio relevante en el problema de optimización será discreto (1 si se invierte y 0 en caso contrario). El *commitment* de los generadores presentes en el sistema se obtiene a partir de restricciones netamente económicas, relacionadas a la operación del sistema. A pesar de que el *commitment* afecta en el nivel de cortocircuito del sistema, la operación debe ser la más económica, por lo tanto, el cumplimiento de las restricciones de estabilidad no puede depender del *commitment*, sino que netamente del plan de expansión del sistema. Además de las variables mencionadas, el problema de optimización también entrega el nivel de carga de los generadores, el flujo de potencia por las líneas y nivel de carga desprendida.

La resolución del problema de optimización se realiza de forma iterativa, es decir, la solución encontrada que cumple con ser la solución de menor costo se evalúa a nivel de estabilidad. En el caso de que la solución no cumpla con el nivel de estabilidad exigido se elimina del conjunto de soluciones y se ejecuta nuevamente el problema de optimización. En el caso de que la solución encontrada cumpla con el nivel de estabilidad exigido se detiene el proceso de iteración. Mediante esta metodología se asegura que la solución del problema, que cumple con el nivel de estabilidad exigido, sea teóricamente la más económica.

El problema de optimización busca minimizar el costo de operación, costo en inversión de líneas y baterías, el costo de encendido y apagado de generadores, y el costo de energía no suministrada. A continuación, se mencionan las restricciones económicas y operacionales del problema optimización, mientras que en Anexo se detallan las respectivas ecuaciones matemáticas.

- Balance nodal.
- Potencia máxima y mínima en generadores.
- Reserva de subida y bajada por generador.
- Reserva de subida y bajada necesaria en el sistema.
- Tiempo de encendido y apagado de generadores.
- Flujo máximo y mínimo por líneas de transmisión existentes y candidatas.
- Acople temporal sistema de almacenamiento a base de baterías.
- Potencia máxima total para invertir en sistemas de almacenamiento a nivel sistémico.

- Número máximo de sistemas de almacenamiento por barra candidata.
- Restricción encargada de eliminar las soluciones no factibles a nivel de estabilidad. La restricción se detalla a continuación:

Sea \vec{x} la solución entregada por el problema de optimización que se desea eliminar del conjunto de soluciones. La restricción que permite eliminar esta solución es:

$$\sum_{i=1}^n x_i^1 + \sum_{i=1}^n (1 - x_i^0) \leq n - 1 \quad (3.1)$$

Donde x_i^1 son las variables binarias de \vec{x} igual a 1, x_i^0 son las variables binarias de \vec{x} igual a 0 y n es la cardinalidad de \vec{x} .

3.2. Regresión logística

En esta etapa de la metodología, se debe construir una herramienta que permita evaluar la solución del problema de optimización, a partir del nivel de corriente de cortocircuito del sistema. La herramienta se representa por medio de una función probabilística, a través de curvas sigmoideas. La ecuación que describe la curva se define en la Ecuación (3.2) [64].

$$p(x) = \frac{1}{1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x)}} \quad (3.2)$$

Donde $p(x)$ es la probabilidad de que un cierto evento sea igual a 1, x es la variable independiente, β_0 y β_1 son los coeficientes que caracterizan la curva sigmoide, estos se determinan a partir de datos de entrada.

La regresión logística se utiliza para representar la probabilidad de que el sistema sea estable (1) o inestable (0) frente a una contingencia, como un cortocircuito trifásico en una de las barras del sistema.

La regresión logística se realiza a partir del desempeño que presenta el sistema frente una serie de cortocircuitos trifásicos, en distintas barras del sistema y bajo diferentes puntos de operación. Se utiliza como información el nivel de cortocircuito de la barra involucrada y la estabilidad del sistema frente a la contingencia. Los cortocircuitos se realizan a una distancia del 5% de la barra de interés, con tiempo de despeje de la falla de 200 [ms], despejando la falla por medio de la apertura del circuito involucrado. La contingencia se realiza en barras troncales, de generación y de consumo en distintas zonas de la red con el fin de cubrir un amplio rango de niveles de cortocircuito. Se debe hacer hincapié que se obtiene una curva sigmoide por tipo de barra, ya que dependiendo del tipo de barra es el desempeño que se tendrá.

El nivel de corriente de cortocircuito, de cada barra de la red, se determina a partir del *equivalente de Thévenin* (Z_{th}). Se trabaja con las reactancias de las líneas, generadores y sistemas de almacenamiento. Para las centrales TGVCC, se asume una reactancia tal que inyecten una corriente de falla igual a 1.1 [p.u.].

La potencia de cortocircuito en unidades físicas se obtiene a partir de la versión simplificada del SCR, $1/Z_{th} \cdot S_b$, donde S_b es la potencia aparente base igual a 100 [MVA].

3.3. Validación dinámica

La última etapa de la metodología busca validar dinámicamente los planes de expansión, que cumplen con el criterio de estabilidad. La validación se realiza por medio de simulaciones dinámicas a través de *DigSILENT PowerFactory*.

Las simulaciones dinámicas se basan en una serie de fallas en distintas barras del sistema, centrándose en aquellas con menor nivel de cortocircuito. Las fallas que se simulan son cortocircuitos trifásicos, a una distancia del 5% de la barra de interés, con tiempo de despeje de 250 [ms]. El despeje de la falla se realiza por medio de la apertura de la línea involucrada.

Las variables que se analizan en cada uno de los escenarios son los ángulos de los generadores sincrónicos y tensiones de las barras cercanas a la contingencia. Se analiza la convergencia o divergencia de las variables, tiempo de establecimiento y el máximo valor que se alcanza luego de la perturbación.

Capítulo 4

Caso de estudio

La metodología propuesta se implementa en el *Sistema Interconectado del Norte Grande* (SING) del año 2016, previa a la interconexión con el *Sistema Interconectado Central*. Se debe hacer hincapié que el problema de optimización utiliza una red simplificada de la versión del SING, esto con el fin de disminuir el tiempo de resolución. El SING se reduce a un modelo de 20 barras y 23 líneas de transmisión (14 de doble circuito y 9 de circuito simple). La reducción del SING se realiza considerando las barras y líneas de transmisión de 220 [kV]. En la Figura 4.1 se representa el modelo del SING que se utiliza en el problema de optimización. Cabe destacar que para la validación dinámica a través de DIGSILENT se utiliza la versión completa del SING del año 2016.

La red simplificada agrupa un total de 45 generadores sincrónicos y 21 centrales TGVCC (eólicas y solares), lo que equivale a un total de 4925 [MW] de potencia instalada. En la red se considera una participación del 27% de centrales TGVCC, es decir, de la potencia total instalada, 1350 [MW] corresponden a centrales solares y eólicas. El parque de generación considera la planificación hasta del 2021 realizada por la PELP¹ del 2017 [62]. En la Figura 4.1 se representa, por medio de un símbolo, qué tecnología existe en cada una de las barras. Cabe destacar que cada símbolo puede representar a un conjunto de centrales de la misma tecnología y no necesariamente a una única central.

El horizonte de planificación consiste en un año, el cual se representa por 3 periodos, con pesos de 83, 131 y 151 días, respectivamente. Cada periodo está conformado por 24 horas, con el fin de representar la operación del sistema eléctrico a lo largo de un día. El perfil de generación para las centrales TGVCC queda determinado a partir de 7 perfiles solares y 2 eólicos, mientras que para la demanda se utiliza un único perfil, esto debido a que la demanda del SING se caracteriza por ser plana. La asignación de los perfiles de las centrales TGVCC queda determinado por su tecnología y ubicación en la red.

El plan de expansión del sistema de transmisión del SING contempla 20 circuitos, estos se seleccionaron a partir de la topología de la red. Se pretende reforzar la columna vertebral de la red, las zonas de demanda y de generación. En la Figura 4.1 los circuitos candidatos se representan por medio de líneas de transmisión en color rojo.

¹ PELP: Planificación Energética de Largo Plazo.

En el plan de expansión del SING también se considera la alternativa de instalar sistemas de almacenamiento a base de baterías (BESS por sus siglas en inglés). Para seleccionar las barras candidatas donde instalar BESS se mide el nivel de corriente de cortocircuito existente en las distintas barras del modelo simplificado del SING. Las barras candidatas quedan determinadas por las 9 barras con menor nivel de corriente de cortocircuito. En la Figura 4.1, las barras candidatas se identifican a través de un símbolo de batería. Se limita la alternativa de instalar un máximo de 15 BESS por barra candidata, cada una de ellas con una capacidad de 50 [MW]. Además, se impone como restricción que la potencia total instalada de BESS en el sistema debe ser igual o menor a 1200 [MW]. Cabe destacar que los equipos BESS cuentan con un esquema de control que les permite inyectar corrientes reactivas durante fallas, lo cual cobra relevancia en la validación dinámica de la red.

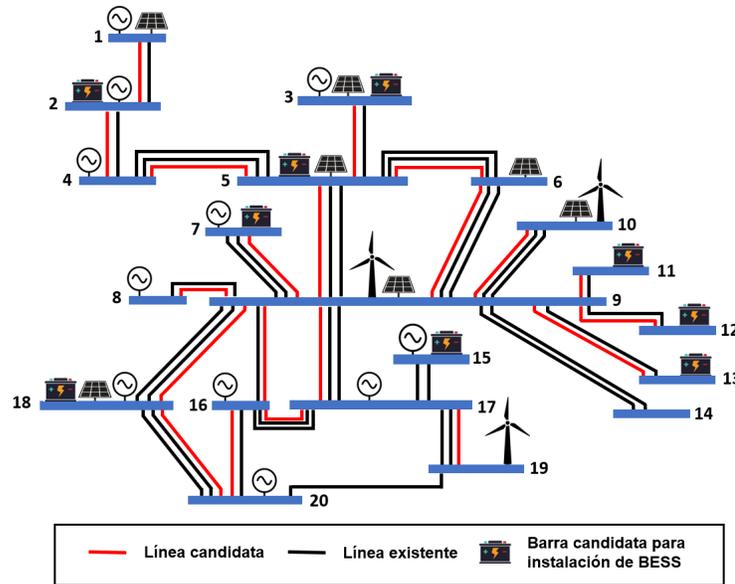


Figura 4.1: Red simplificada SING con líneas y barras candidatas para la instalación de BESS.

El estudio a realizar en la red base consiste en disminuir y aumentar el porcentaje de participación de centrales TGVCC, analizando el plan de expansión que se obtiene en cada uno de los escenarios. Los porcentajes de participación de TGVCC a considerar son del 0, 10, 20, 30, 40 y 50 %. Dentro de cada uno de los casos mencionados, se imponen 4 sub-casos relacionados a la probabilidad de que el sistema sea estable. Las probabilidades que se imponen son igual al 84, 87, 90 y 93 %, con lo que se obtiene un total de 24 casos a analizar. Además, se considera el caso de planificación de la transmisión sin incluir las restricciones de estabilidad, ni sistema de almacenamiento a base de baterías.

La validación dinámica se realiza a través de simulaciones de cortocircuitos trifásicos en *DIgSILENT PowerFactory*. Los cortocircuitos se realizan a una distancia del 5 % de la barra de interés, despejando la falla a través de la apertura del circuito comprometido. Se considera un tiempo de despeje de la falla de 200 [ms], para barras de carga y troncales, y un tiempo de 250 [ms] para barras de generación. Las barras que se seleccionan para efectuar la contingencia son la barra 2, 4, 5 y 11 de la Figura 4.1. En las barras seleccionadas se consideran barras de generación, de consumo y troncales, todas con un bajo nivel de cortocircuito.

Capítulo 5

Resultados y análisis

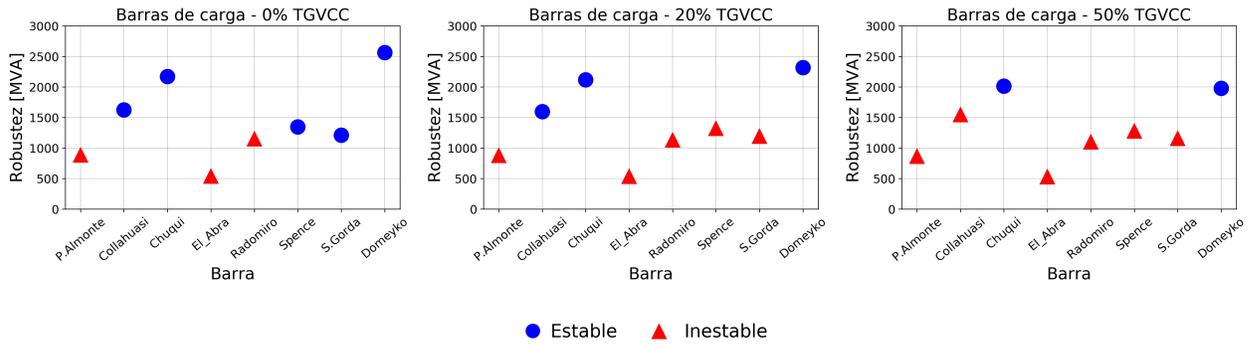
En este capítulo se presentan los resultados de implementar la metodología propuesta en el Capítulo 3. Primero se detallan las curvas sigmoides obtenidas para cada uno de los escenarios planteados, se continúa con los resultados del problema de optimización, donde se obtiene el plan de expansión del sistema de transmisión de la red. Finalmente, se presenta la validación dinámica a través de simulaciones RMS en *DIgSILENT PowerFactory*.

5.1. Regresión logística

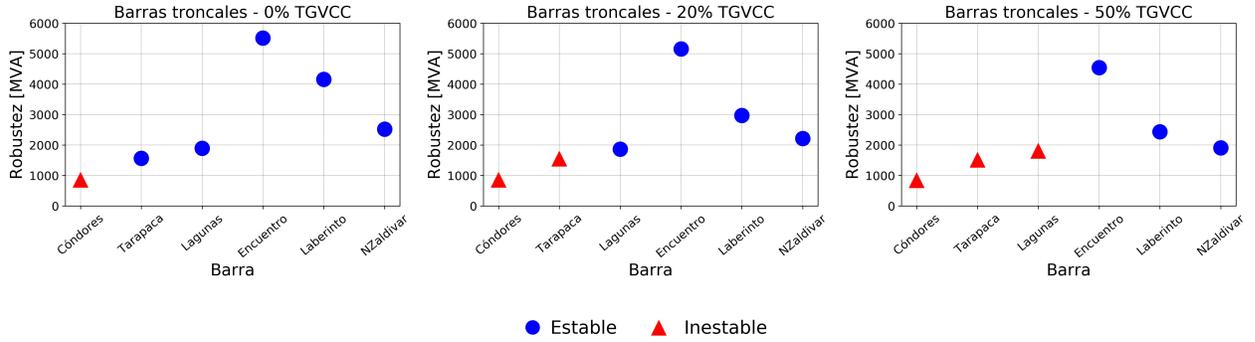
Los datos necesarios para realizar la regresión logística en un escenario con 0, 20 y 50% de participación de TGVCC se presentan en la Figura 5.1. Estos datos se obtienen al aplicar una serie de cortocircuitos trifásicos en cada una de las barras del sistema. Se debe destacar que los datos que se presentan en las figuras no son todos los datos que se utilizan para construir las curvas. Para aumentar la fidelidad con que las curvas sigmoides representan el desempeño del sistema, se obtuvo una serie de puntos por barra. Contemplando la misma contingencia, se registró la estabilidad del sistema frente a diferentes niveles de robustez de la barra involucrada. Para variar la robustez de la barra se agregan nuevos circuitos o se modifica la reactancia de circuitos cercanos.

De la Figura 5.1 se puede observar que a medida que aumenta la participación de TGVCC la robustez de las barras tiende a disminuir. Además, existe una clara tendencia a la inestabilidad a medida que aumenta la participación de TGVCC, es decir, la robustez necesaria para mantener la estabilidad del sistema aumenta a medida que hay mayor participación de TGVCC. Los puntos señalados son coherentes, ya que a medida que aumenta la participación de TGVCC se sacan de servicio generadores sincrónicos (GS), los cuales son las principales fuentes que contribuyen a las corrientes de falla.

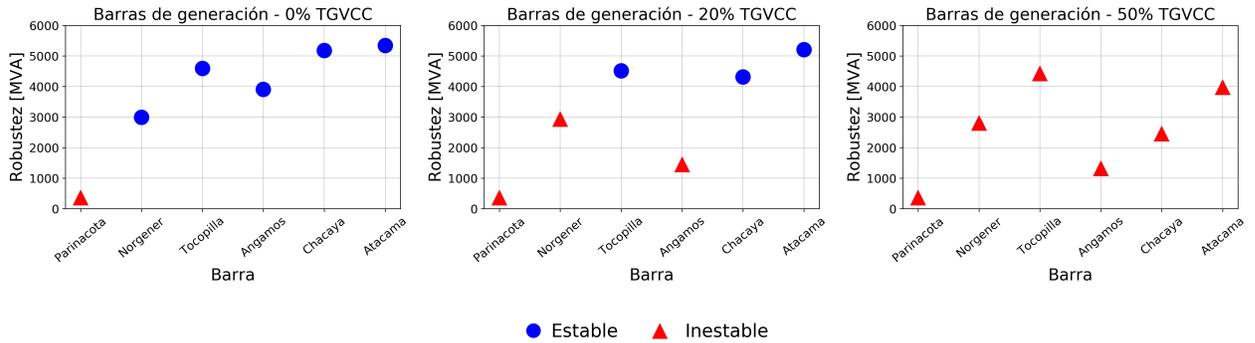
Se puede observar que las barras de carga y troncales tienden a la estabilidad a partir de una robustez similar. En cambio, en las barras de generación donde existen GS, se necesita un nivel de robustez mayor para que el sistema tienda a la estabilidad. La razón de esto es que mientras más cercana sea la falla de un GS, mayor será la gravedad en términos de la estabilidad transitoria. Por otro lado, el despeje de la falla se realiza por medio de la apertura de la línea, lo que conlleva a que la robustez post falla en la barra involucrada es menor a la robustez que existe antes de la falla, lo que conlleva a un menor margen de estabilidad.



(a) Robustez y estabilidad en barras de carga según participación de TGVC.



(b) Robustez y estabilidad en barras troncales según participación de TGVC.



(c) Robustez y estabilidad en barras de generación según participación de TGVC.

Figura 5.1: Robustez según tipo de barra y participación de TGVC.

Los conjuntos de datos de cada escenario generan las curvas sigmoideas que se presentan en la Figura 5.2. Los respectivos coeficientes β_0 y β_1 de las curvas se detallan en la Tabla 5.1. Las curvas y coeficientes se presentan según participación de TGVC y tipo de barra.

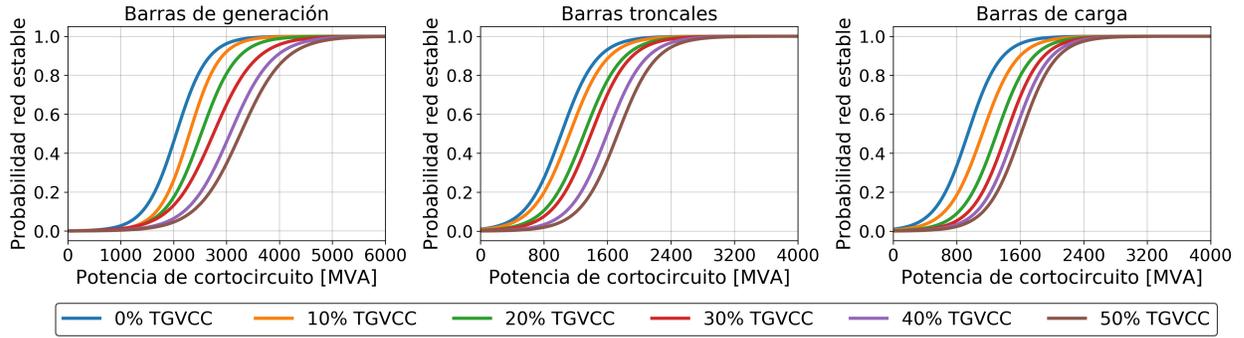


Figura 5.2: Curvas sigmoides según tipo de barra y participación TGVC.

Tabla 5.1: Coeficientes β_0 y β_1 de las curvas sigmoides según tipo de barra y participación de TGVC.

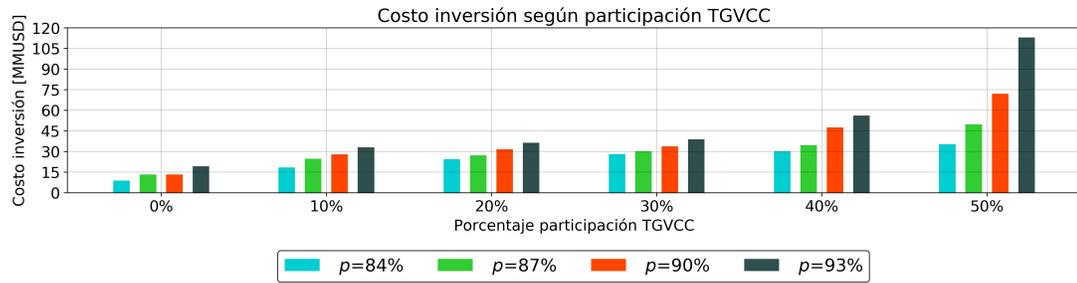
Tipo de barra	Coeficiente	Porcentaje participación TGVC					
		0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Carga	β_0	-4.6073	-5.1633	-5.9934	-6.5599	-7.0213	-7.4019
	β_1	0.0115	0.0049	0.0046	0.0045	0.0046	0.0046
Generación	β_0	-6.9638	-8.0396	-7.5573	-6.88	-7.5573	-7.9981
	β_1	0.0034	0.0035	0.003	0.0025	0.003	0.0024
Troncal	β_0	-4.58	-4.8298	-5.4861	-5.8562	-6.7055	-7.2657
	β_1	0.0058	0.0045	0.0043	0.0042	0.0042	0.0042

De la Figura 5.2, se puede ver que a medida que aumenta la participación de TGVC las curvas sigmoides se desplazan a la derecha. El desplazamiento significa que a medida que aumenta la participación de TGVC la robustez de las barras deben aumentar para mantener la probabilidad de que el sistema sea estable frente a una contingencia, lo que concuerda con la información que entrega la Figura 5.1. Para corroborar lo anterior, si se desea que exista un 90 % de probabilidad de que el sistema sea estable, considerando una contingencia en una barra de generación, para el escenario con 0 % de TGVC, se necesita al menos una robustez de 2694.42 [MVA] en la barra de generación involucrada. En cambio, para un escenario con 50 % de TGVC se necesita al menos una robustez de 4248.05 [MVA] en la misma barra que se está analizando.

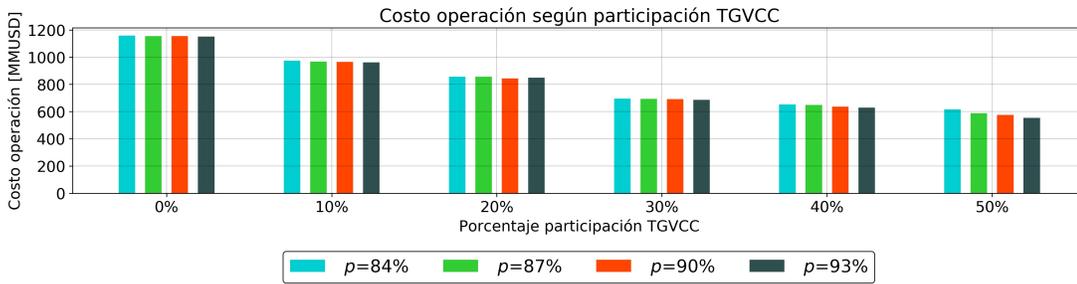
Se debe destacar que la relación entre el nivel de cortocircuito y la estabilidad de la red, es solo una aproximación desde el punto de vista estático, ya que dicha relación depende de otros factores que no son cuantificables a través del nivel de cortocircuito como, por ejemplo, el porcentaje de carga de los generadores, características del sistema de control de las centrales TGVC, inercia del sistema, etc.

5.2. Resultados optimización

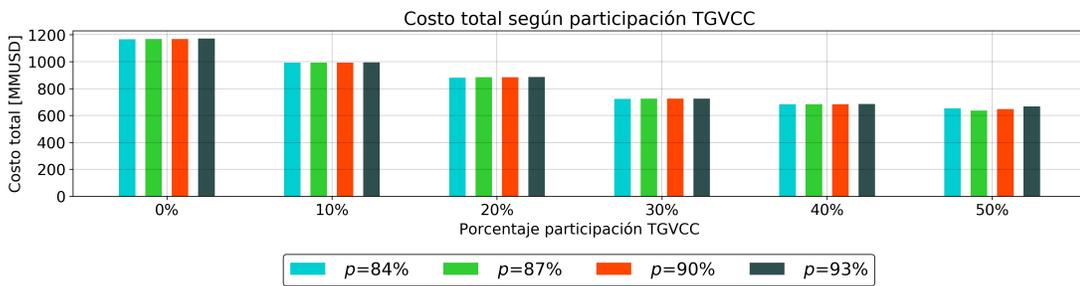
Los resultados que entrega el problema de optimización, al incluir la restricción de estabilidad y BESS, se presentan en la Figura 5.3. En la figura se presentan los costos de inversión, operación y total para cada escenario. En este caso el plan de expansión depende del nivel de participación de TGVC y del nivel de exigencia impuesto por la restricción de estabilidad.



(a) Costo de inversión según probabilidad de que el sistema sea estable y participación TGVC.



(b) Costo de operación según probabilidad de que el sistema sea estable y participación TGVC.



(c) Costo total según probabilidad de que el sistema sea estable y participación TGVC.

Figura 5.3: Costo de inversión, operación y total según participación de TGVC y probabilidad de que el sistema sea estable.

Al no incluir restricción de estabilidad ni sistemas de almacenamiento en el problema de optimización, se obtuvo el mismo plan de expansión para cada uno de los niveles de participación de TGVC. En la Figura 5.4 se presenta el costo de inversión, operación y total para cada escenario.

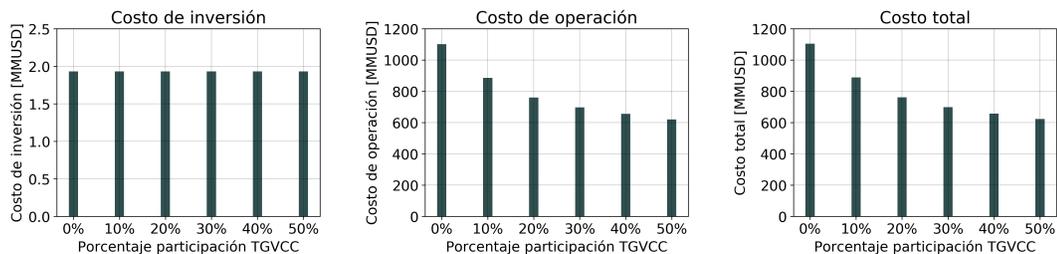


Figura 5.4: Costo de inversión, operación y total según participación de TGVC, sin considerar restricciones de estabilidad.

Se puede observar que al no incluir restricción de estabilidad ni BESS en el problema optimización, el costo de inversión es significativamente bajo en comparación al caso en que se considera la restricción de estabilidad y BESS. Con la restricción de estabilidad se deben reforzar las zonas con bajo nivel de cortocircuito, lo que aumenta el número de líneas y BESS que se deben instalar en el sistema. Mientras mayor sea el nivel de exigencia de SCC, más grande será el plan de expansión, lo que conlleva a un mayor costo de inversión como se puede ver en la Figura 5.3.a. Se debe destacar que al reforzar las zonas débiles se puede mejorar notablemente el desempeño de la red frente a ciertas fallas. Por lo tanto, el aumento del costo de inversión conlleva a una menor probabilidad de que el sistema pierda estabilidad y de que existan posibles apagones, con costos importantes.

Al comparar los costos de inversión de la Figura 5.3.a se puede ver que a medida que aumenta la participación de TGVCC, el costo de inversión aumenta. Esto concuerda con lo esperado, ya que en la Sección 5.1 se obtuvo como conclusión que a medida que aumenta la participación de TGVCC la robustez de las barras disminuye y el nivel de SCC que se debe exigir para mantener la estabilidad aumenta. A modo de ejemplo, en el caso con 0 % de TGVCC se instalan 3 BESS al exigir un 93 % de probabilidad de que el sistema sea estable. En cambio, con un 50 % de TGVCC se instalan 20 BESS para cumplir la misma exigencia. Por otro lado, de las Figuras 5.3.b y 5.3.c se puede ver que el costo de operación y total disminuye a medida que aumenta la participación de TGVCC. Esto sucede por dos motivos, el primero es que las TGVCC no presentan costo variable, en cambio las centrales térmicas, que son reemplazadas por centrales TGVCC, presentan costos variables considerables, que aumentan el costo de operación del sistema. El segundo punto es que los BESS entregan una mayor flexibilidad en la operación del sistema, permitiendo gestionar la demanda.

La reducción del costo total a medida que aumenta la participación de TGVCC demuestra que, a nivel económico, una mayor participación de TGVCC es beneficioso para el sistema. La penalización por reforzar las zonas que no cumplen con el nivel de SCC, es insignificante en comparación a la disminución del costo de operación. Al comparar el costo total del escenario con 0 y 50 % de TGVCC, con un nivel de exigencia del 93 % de que el sistema sea estable, se tiene que el segundo escenario es un 43 % más económico que el primero. Se debe hacer hincapié que esta comparación es solo a nivel económico de acuerdo a los resultados del problema de optimización. En el problema de optimización no se considera el desempeño que presenta cada escenario frente a una contingencia.

En el caso sin incluir restricción de estabilidad ni BESS en el problema de optimización, el costo de operación y total disminuye a medida que aumenta la participación de TGVCC. En este caso, la reducción del costo total solo está dado por el hecho de que las TGVCC no presentan costos variables, ya que no existen BESS que aumenten la flexibilidad del sistema.

En las Tablas 5.2 y 5.3 se presenta el número de sistemas de almacenamientos y líneas de transmisión que se deben instalar en cada plan de expansión según el nivel de participación de TGVCC y si se considera, o no, las restricciones de estabilidad en el problema de optimización. Para complementar el análisis, en la Figura 5.6 se presenta el plan de expansión a partir de la red, para el caso en que se contempla las restricciones de estabilidad. Se presenta el plan de expansión para un escenario con 0, 20 y 50 % de TGVCC, con una exigencia del 87 y 93 % de probabilidad de que el sistema sea estable. Se puede ver como el plan de expansión

crece a medida que aumenta la participación de TGVCC y el nivel de exigencia de SCC. En particular, las zonas que tienden a presentar la menor robustez son las zonas de las barras 2, 11 y 12, sumándose la zona de la barra 18 al existir una participación de TVCC por sobre el 30%. De todas formas, existen ciertos circuitos que solo se instalan por motivos económicos y que se justifican a nivel de SCC cuando existe un nivel de participación de TGVCC por sobre el 40%. Como ejemplo, se tiene el circuito que conecta la barra 9 y 10, y el circuito que conecta la barra 9 y 18 los cuales se presentan en cada uno de los planes de expansión.

En la Figura 5.5 se presenta el plan de expansión a partir de la red, para el caso sin incluir la restricción de estabilidad, ni BESS en el problema de optimización. Aquí se puede ver nuevamente que se consideran los circuitos que conectan las barras 9 y 10, y las barras 9 y 18, lo que demuestra que estos circuitos se justifican, principalmente, por motivos económicos.

Tabla 5.2: Número de BESS a instalar según cada caso y escenario.

	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Sin SCC	0	0	0	0	0	0
Con SCC - $p = 87\%$	2	4	4	5	6	7
Con SCC - $p = 93\%$	3	6	6	7	11	20

Tabla 5.3: Número de líneas a instalar según cada caso y escenario.

	0 %	10 %	20 %	30 %	40 %	50 %
Sin SCC	2	2	2	2	2	2
Con SCC - $p = 87\%$	5	7	10	10	10	15
Con SCC - $p = 93\%$	7	8	11	10	10	18

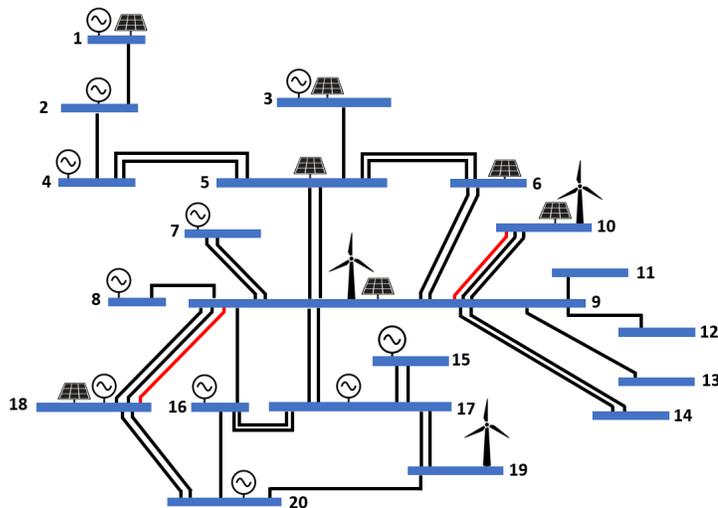
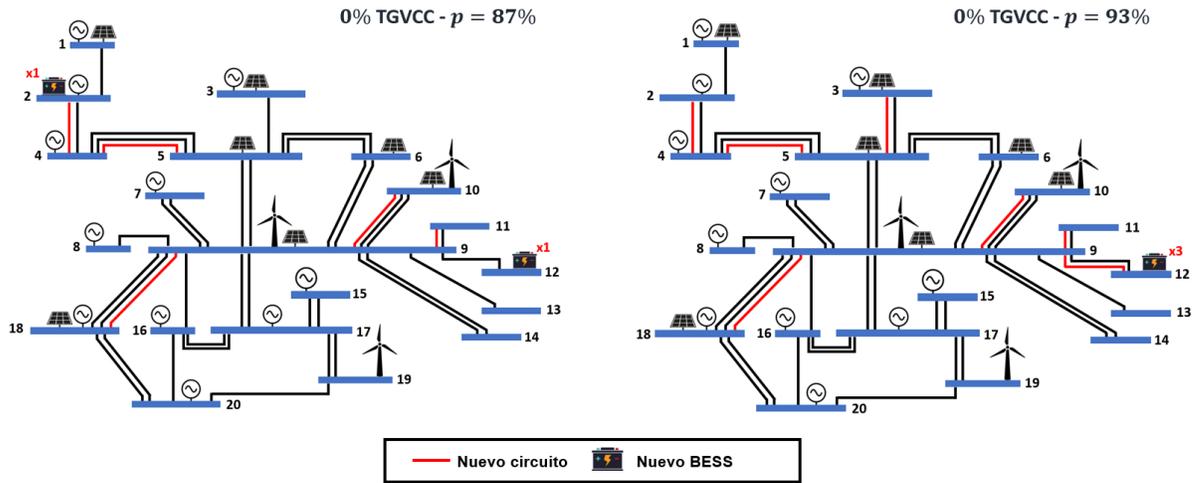
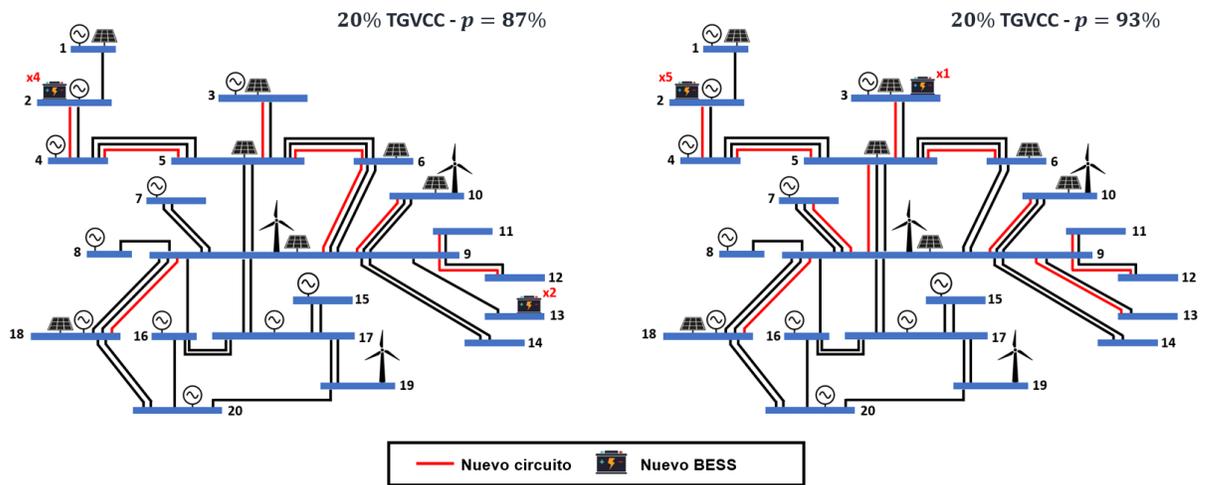


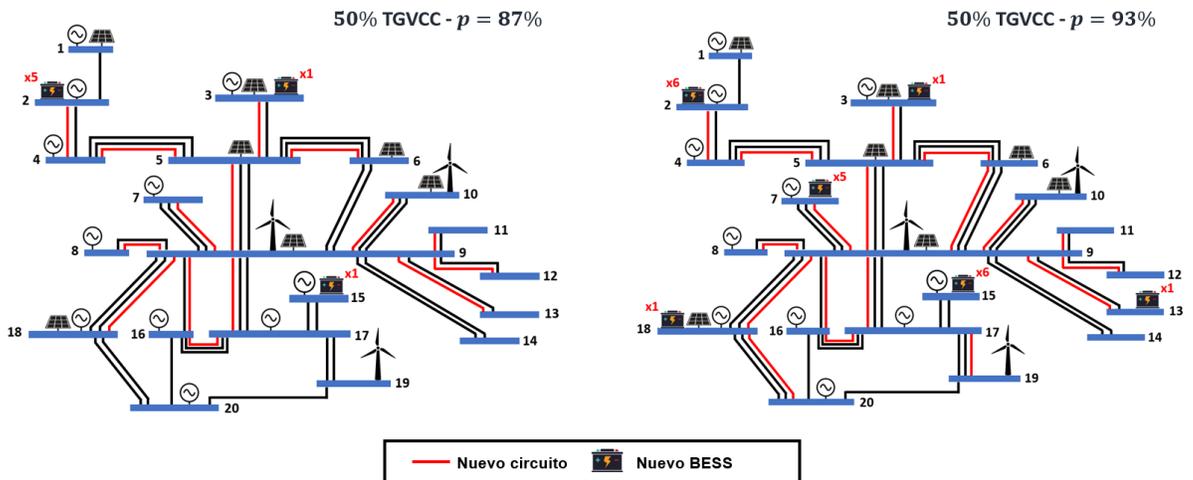
Figura 5.5: Plan de expansión sin considerar restricciones de estabilidad ni BESS en el problema de optimización.



(a) Plan de expansión según probabilidad de que el sistema sea estable, con 0% TGVC.



(b) Plan de expansión según probabilidad de que el sistema sea estable, con 20% TGVC.



(c) Plan de expansión según probabilidad de que el sistema sea estable, con 50% TGVC.

Figura 5.6: Plan de expansión según probabilidad de que el sistema sea estable y participación de TGVC.

5.3. Validación dinámica

En esta sección se presenta el desempeño dinámico del sistema frente a un cortocircuito trifásico en la barra 4 y 5. Se analiza el desempeño para un nivel de participación de TGVCC del 0, 20 y 50 %. Para el caso en que se consideran las restricciones de estabilidad y BESS en el problema de optimización, se analiza el desempeño del plan de expansión con un 87 y 93 % de probabilidad de que el sistema sea estable.

La validación dinámica del plan de expansión, sin considerar las restricciones de estabilidad ni BESS en el problema de optimización, se presentan en las Figuras 5.7 y 5.8, a través de la respuesta del ángulo de los GS y la tensión de las barras, respectivamente, al realizar el cortocircuito trifásico en la barra 4. Se puede apreciar que al existir un 0 % de participación de TGVCC, el sistema no pierde estabilidad; solo existe una aceleración importante del generador sincrónico de la central CTTAR. Al aumentar el nivel de participación de TGVCC a un 20 %, el sistema pierde estabilidad. El generador sincrónico de la central CTTAR pierde sincronismo y las tensiones en barras cercanas quedan oscilando sin presentar amortiguamiento. Lo anterior deja en evidencia las consecuencias de reemplazar generadores sincrónicos por TGVCC. Como se ha señalado reiteradas veces, las TGVCC tienden a disminuir la robustez del sistema, disminuyendo el margen de estabilidad.

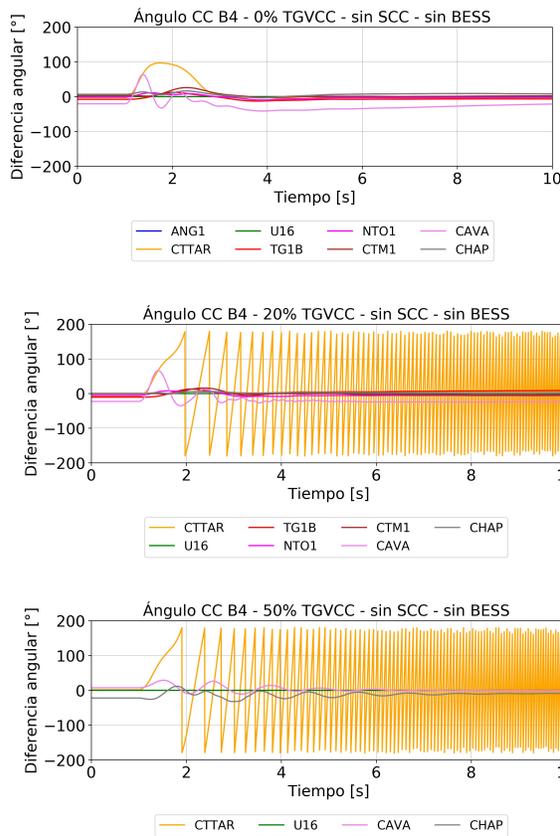


Figura 5.7: Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Ángulos - sin SCC - sin BESS.

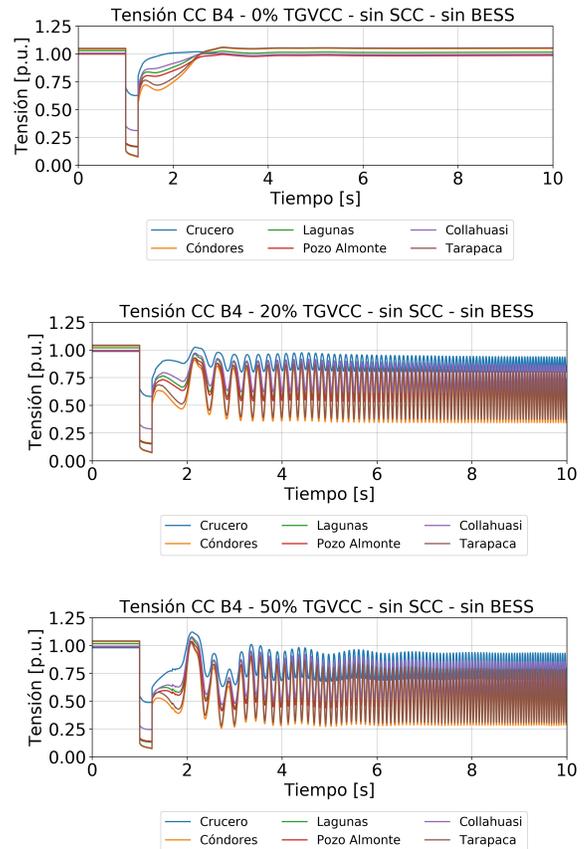


Figura 5.8: Cortocircuito B4, según participación TGVCC - Tensiones - sin SCC - sin BESS.

La validación dinámica del plan de expansión considerando restricciones de estabilidad y BESS en el problema de optimización se presenta en las Figuras 5.9 y 5.10, a través de la respuesta del ángulo de los GS y la tensión de las barras, respectivamente. Se puede ver claramente que el sistema mantiene la estabilidad para cada uno de los niveles de TGVCC. En este caso, a partir de las restricciones de estabilidad se refuerzan las zonas débiles. Esto permite que se mantenga la estabilidad del sistema a pesar del aumento de participación de TGVCC. Además, se debe considerar que los sistemas de almacenamiento cuentan con esquemas de control, que cobran relevancia cuando se presenta una contingencia en el sistema. Se debe resaltar que al aumentar el nivel de exigencia del SCC las tensiones tienden a recuperarse en un menor tiempo, esto se puede apreciar de forma clara en la tensión de la barra Cóndores y Tarapacá.

La respuesta de los ángulos de los generadores sincrónicos también tiende a mejorar al considerar las restricciones de estabilidad en el problema de optimización. Con 0% de participación de TGVCC y exigencia del 87% de probabilidad de que el sistema sea estable, el generador sincrónico de la central CTTAR presenta una desviación máxima de la diferencia angular de 76° con respecto al generador sincrónico de referencia. En cambio, para el escenario sin restricciones de estabilidad, con 0% de TGVCC, el mismo generador alcanza una desviación máxima de la diferencia angular de 97° . La mayor desviación equivale a que el generador sufrió una mayor aceleración producto de la contingencia, lo que puede conllevar a que el generador pierda sincronismo. Por otro lado, se debe tener presente que al considerar restricciones de estabilidad el sistema tiende a estar más enmallado, es decir, las impedancias vista desde las barras con generadores sincrónicos tenderán a disminuir, lo que equivale a un mayor margen de estabilidad.

De las Figuras 5.9 y 5.10 se puede ver que a medida que aumenta la participación de TGVCC, la respuesta del sistema tiende a presentar desviaciones de mayor amplitud y tiempo de establecimientos mayores. Concretamente, en el escenario con 50% de TGVCC existen oscilaciones amortiguadas que desaparecen a los 9 segundos, aproximadamente. Esto demuestra que, en una menor medida, los efectos negativos de las TGVCC persisten a pesar de que el plan de expansión crezca a medida que aumenta la participación de TGVCC.

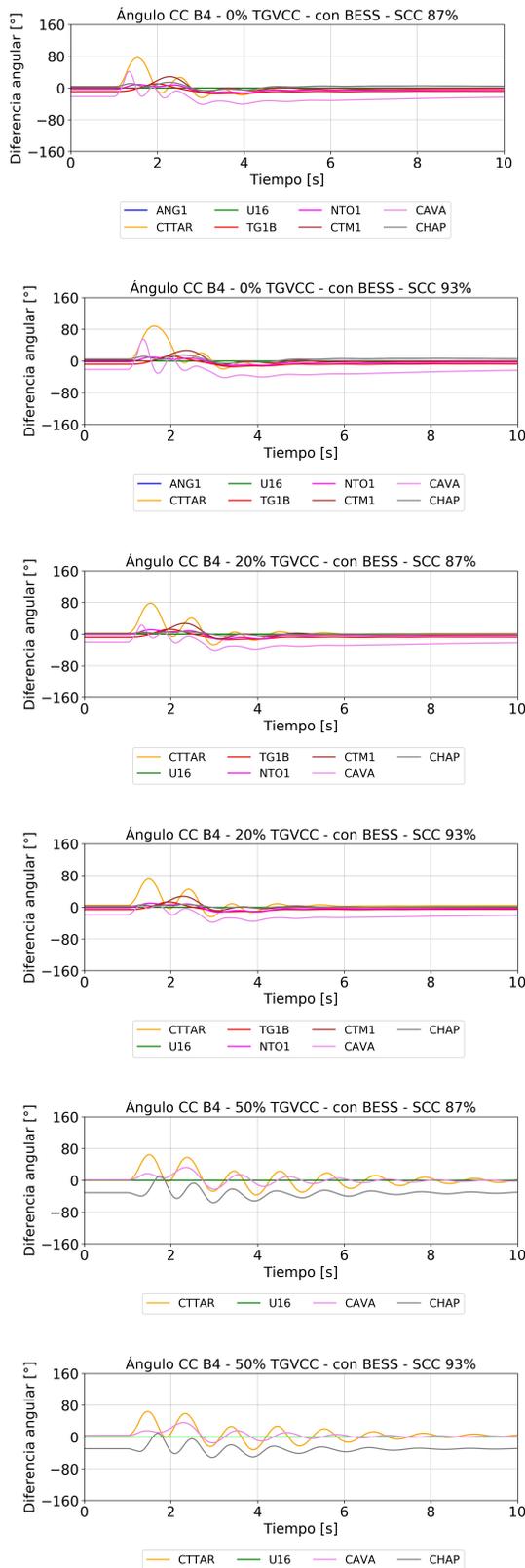


Figura 5.9: Cortocircuito B4, según participación TGVC - Ángulos - con SCC - con BESS.

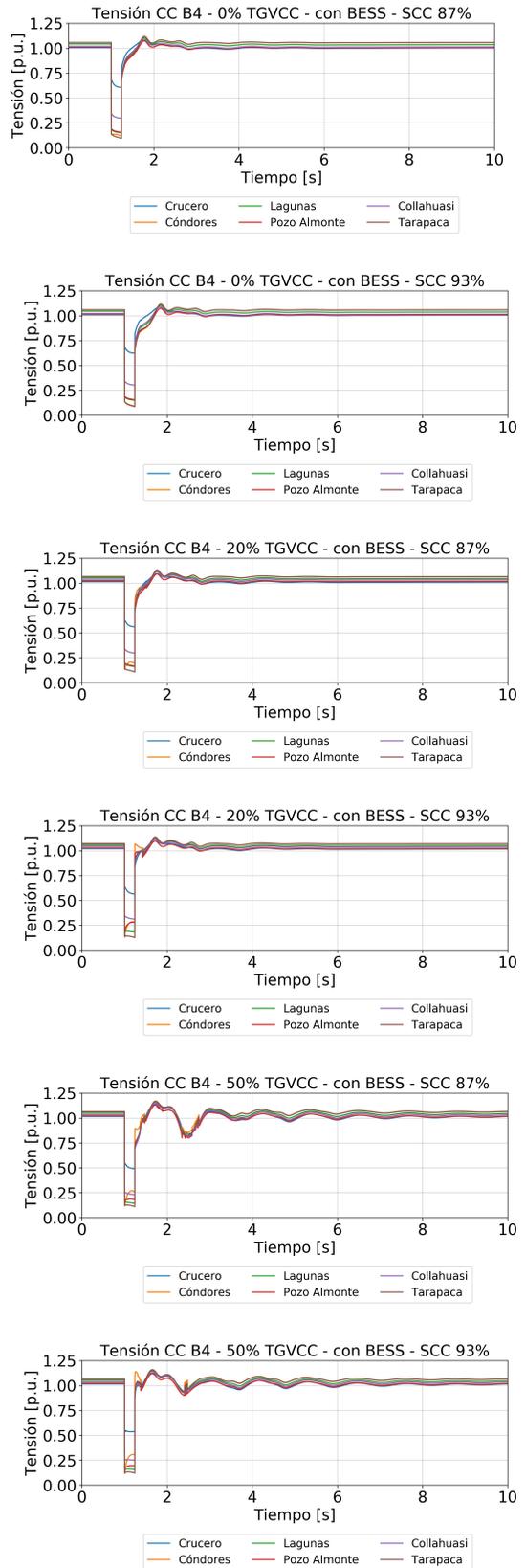


Figura 5.10: Cortocircuito B4, según participación TGVC - Tensiones - con SCC - con BESS.

Las Figuras 5.11 y 5.12 muestran la respuesta del sistema frente a un cortocircuito en la barra 5 para el caso sin incluir restricciones de estabilidad ni BESS en el problema de optimización. Luego de la contingencia, el sistema mantiene la estabilidad en cada uno de los escenarios. Se debe hacer hincapié que en este caso la falla se realiza en una barra sin generador sincrónico, lo que demuestra que mientras más lejos sea la falla de un GS, menor será la gravedad en términos de estabilidad transitoria. De todas formas, en la respuesta del sistema se puede ver que a medida que aumenta la participación del TGVCC, el desempeño del sistema deteriora, aumentando el tiempo de establecimiento y máxima desviación.

En las Figuras 5.13 y 5.14 se muestra el desempeño del sistema frente al cortocircuito trifásico en la barra 5, pero para el caso en que se incorporan las restricciones de estabilidad y BESS en el problema de optimización. En este caso, se pueden observar leves mejoras en el desempeño dinámico del sistema, particularmente, las máquinas cercanas a la falla (CTTAR y CAVA) presentan una menor aceleración luego de la contingencia.

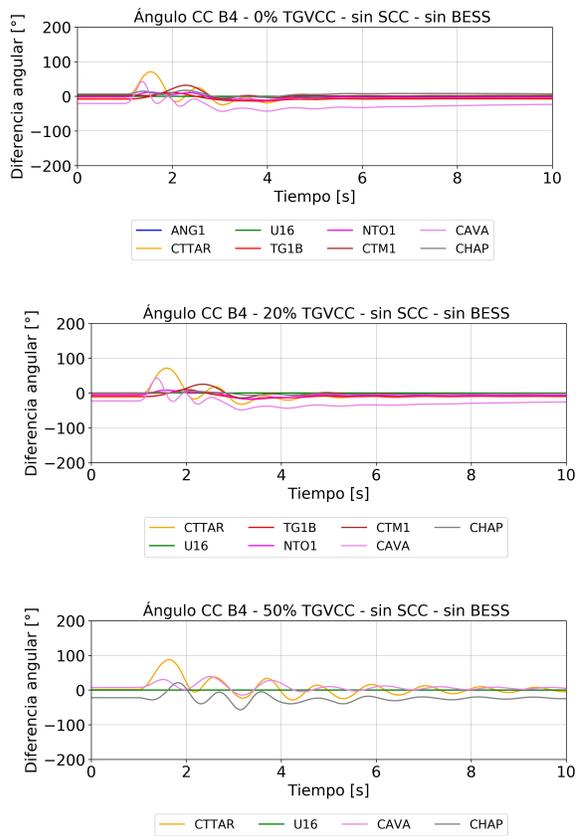


Figura 5.11: Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Ángulos - sin SCC - sin BESS.

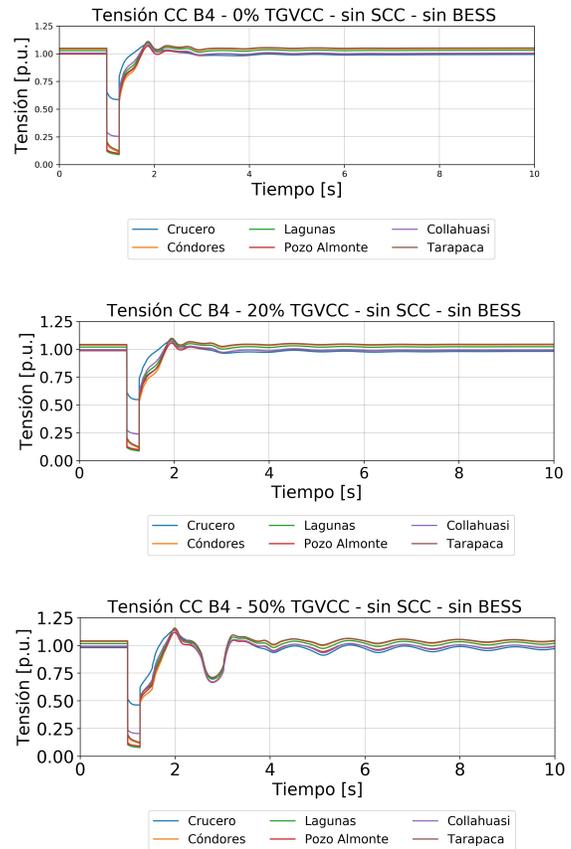


Figura 5.12: Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Tensiones - sin SCC - sin BESS.

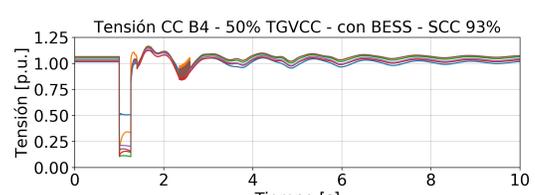
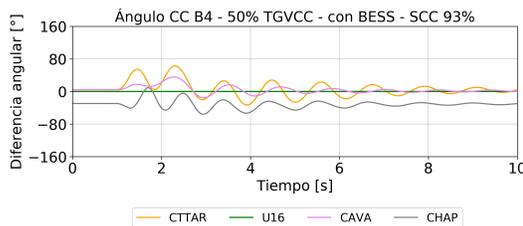
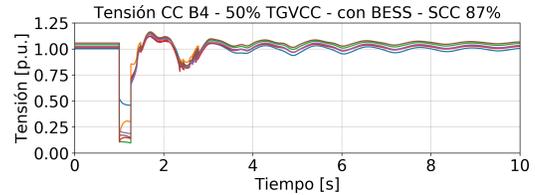
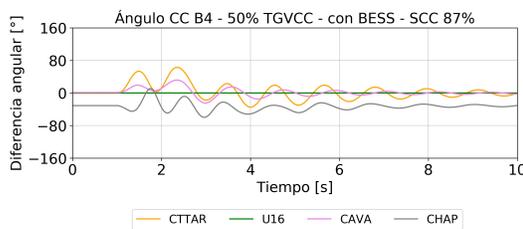
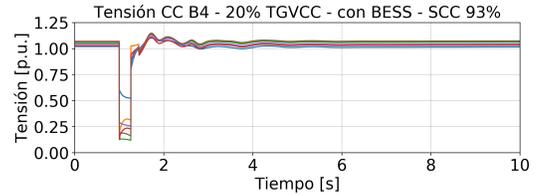
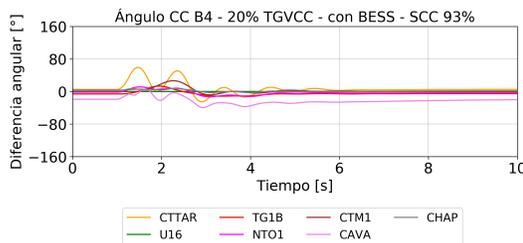
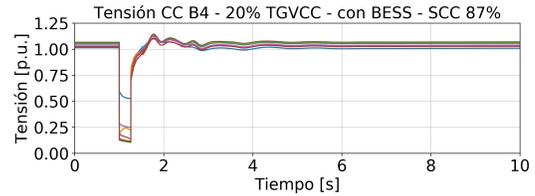
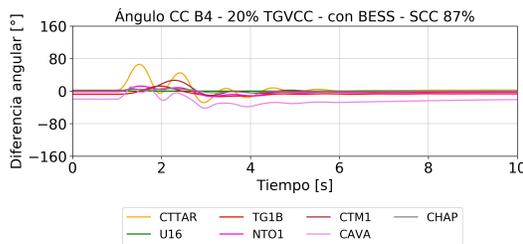
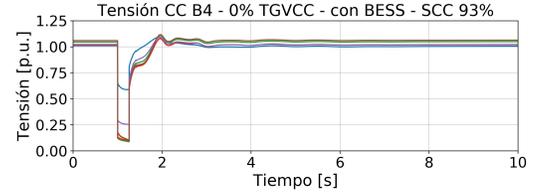
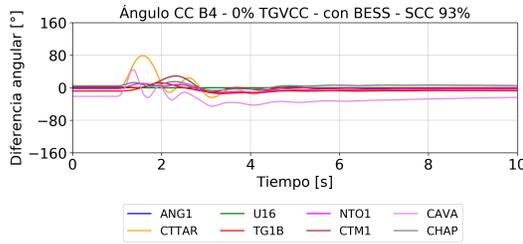
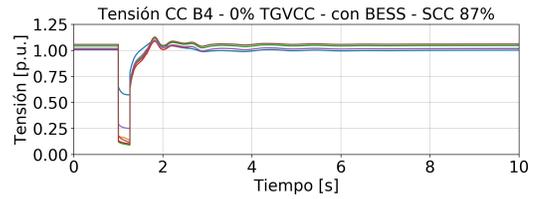
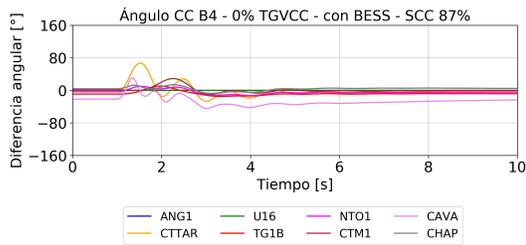


Figura 5.13: Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Ángulos - con SCC - con BESS.

Figura 5.14: Cortocircuito B5, según participación TGVCC - Tensiones - con SCC - con BESS.

Capítulo 6

Conclusiones

En este trabajo se analizaron los efectos del aumento sostenido de TGVCC en la planificación del sistema de transmisión, considerando restricciones de estabilidad. Los planes de expansión se validaron dinámicamente, a través de simulaciones en *DigSILENT PowerFactory*. Las simulaciones se basaron en cortocircuitos trifásicos en distintas barras de la red, centrándose en aquellas con menor nivel de cortocircuito.

Se consideraron 6 niveles de participación de TGVCC, dando un total de 30 planes de expansión. Se demostró que al no considerar las restricciones de estabilidad, el sistema pierde estabilidad a partir de un 20 % de participación de TGVCC. Por otro lado, al incorporar las restricciones de estabilidad, el sistema logró mantener la estabilidad en cada uno de los niveles de participación de TGVCC. Además, se comprobó que a medida que aumenta la exigencia de las restricciones de estabilidad, mayor es el desempeño del sistema frente a contingencias.

Para relacionar la potencia de cortocircuito con la estabilidad de la red, se utilizó la técnica de regresión logística binomial para definir curvas de distribución acumulada de probabilidad, que muestran la probabilidad de que el sistema sea estable frente a un cortocircuito en función del nivel de SCC de las barras de interés. A partir de estas curvas se confirmó que, a medida que aumenta la participación de TGVCC la robustez de la red necesaria para mantener la estabilidad debe aumentar. Para aumentar la robustez del sistema se exige un mayor número de líneas y BESS en el plan de expansión, lo que se refleja en un aumento del costo de inversión.

Una conclusión importante de los resultados del modelo de optimización, es que el aumento sostenido de TGVCC conlleva a una reducción del costo de operación y por ende del costo total. El aumento del costo de inversión es marginal con respecto a la disminución del costo de operación. Esta reducción también se ve influenciada por el aumento del número de BESS que se deben instalar, a medida que aumenta la participación de TGVCC. Las tecnologías BESS aumentan la flexibilidad de la operación, disminuyendo el costo de operación.

Finalmente, en la validación dinámica se comprobó que los equipos BESS permiten mejorar el desempeño del sistema frente a contingencias, especialmente cuando las fallas son cercanas al punto de conexión de los equipos. Se demuestra que los equipos BESS aumentan la flexibilidad del sistema y apoyan a la estabilidad frente a fallas, por medio de la inyección de reactivos.

6.1. Trabajo futuro

Como trabajos futuros se plantean los siguientes:

- Incorporar indicadores de nivel de cortocircuito que consideren la presencia de TGVCC. Esto permitiría, eventualmente, encontrar planes de inversión más adecuados en escenarios con alta penetración de ERNC.
- Establecer alguna metodología para determinar el tamaño óptimo de los equipos BESS a instalar.
- Considerar otras fallas relevantes para la validación dinámica, como lo son la desconexión de cargas y de generación.
- Probar la metodología propuesta en sistemas más grandes, con el fin de conocer los alcances reales de la metodología propuesta.

Bibliografía

- [1] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudio de Operación y Desarrollo del SEN sin centrales a carbón,” [En línea]. Available:https://www.coordinador.cl/wp-content/old-docs/2019/01/20190102-Estudio_OPyDES-Sin-carb%C3%B3n_Informe_Principal.pdf.
- [2] <https://www.industry.gov.au/data-and-publications/technology-investment-roadmap-first-low-emissions-technology-statement-2020>
- [3] https://ec.europa.eu/clima/eu-action/climate-strategies-targets/2050-long-term-strategy_es
- [4] NERC: ‘Short-Circuit Modeling and System Strength’, White Paper, February, 2018.
- [5] AEMO: ‘Fact Sheet: System Strength’, available at: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/system-strength-explained.pdf>
- [6] I. Alhamrouni, M. Salem, M. K. Rahmat and P. Siano, “Bacterial Foraging Algorithm & Demand Response Programs for a Probabilistic Transmission Expansion Planning With the Consideration of Uncertainties and Voltage Stability Index,” in IEEE Canadian Journal of Electrical and Computer Engineering, vol. 44, n° 2, pp. 179-188, Spring 2021.
- [7] P. Wang, Y. Zhang, H. Chen, X. Li, S. Song and J. Bai, “Analysis on the Interaction of AC/DC Systems Based on Multi-Infeed Q Effective Short Circuit Ratio,” Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, pp. 1-4, 2012.
- [8] AKM Kamrul Hasan, Mohd Azfar Nazim, Syed Shaheer, Uddin Ahmed and Md Saifur Rahman Chowdhury, “Study on optimum regional power grid in feed estimation of renewable energy,” American Journal of Energy and Power Engineering, vol. 1, n° 2, pp. 21-25.
- [9] M. J. E. Alam, K. M. Muttaqi and D. Sutanto, “A Novel Approach for Ramp-Rate Control of Solar PV Using Energy Storage to Mitigate Output Fluctuations Caused by Cloud Passing,” IEEE Trans. on Energy Conversion, vol. 29, n° 2, pp. 507-517, June 2014.
- [10] H. Suyanto, M. Hafidz and G. Alvianingsih, “Transient Stability Analysis of a Hybrid Grid-Connected Battery-PV in Baubau Power System,” 2nd International Conference on Industrial Electrical and Electronics (ICIEE), Lombok, Indonesia, n° 27-30, 2020.
- [11] G. Kou, Z. Pan, M. Till, Y. Liu, S. Hadley and T. King, “Rotor angle stability and inter-area oscillation damping studies on the U.S. eastern interconnection (EI) under high wind conditions,” Power Energy Society General Meeting, pp. 1-5, 2016.
- [12] M. Edrah, K. L. Lo and O. Anaya-Lara, “Impacts of high penetration of DFIG wind turbines on rotor angle stability of power systems,” IEEE transaction of sustainable energy, vol. 6, n° 3, pp. 759-766, 2015.

- [13] E. Vittal, M. O'Malley and A. Keane, "A steady-state voltage stability analysis of power systems with high penetrations of wind," *IEEE Transaction Power System*, vol. 25, n° 1, pp. 433-442, 2010.
- [14] Y. Liu, J. R. Gracia, T. J. King and Y. Liu, "Frequency regulation and oscillation damping contributions of variable speed wind generators in the U.S. eastern interconnection (EI)," *IEEE Transaction of Sustainable Energy*, vol. 6, n° 3, pp. 951-958, 2015.
- [15] J. Quintero, V. Vittal, G. T. Heydt and H. Zhang, "The impact of increased penetration of converter control-based generators on power system modes of oscillation," *IEEE Transaction of Power System*, vol. 29, n° 5, pp. 2248-2256.
- [16] S. You, X. Zhang, L. Yong, Y. Su, Y. Liu and S. W. Hadley, "Impact of high PV penetration on U.S. eastern interconnection frequency response," *Power Energy Society General meeting*, pp. 1-5, 2017.
- [17] N. W. Miller, M. Shao, R. D'aquila, S. Pajic and K. Clark, "Frequency response of the US eastern interconnection under conditions of high wind and solar generation," *7th Annual IEEE Green Technology conference*, pp. 21-28, 2015.
- [18] H. Golpîra and A. R. Messina, "A center-of-gravity-based approach to estimate slow power and frequency variations," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 33, n° 1, pp. 1026-1035, 2018.
- [19] A.-C. Agricola, H. Seidl, R. Heuke, C. Rehtanz, J. Schwippe, M. Greve, and T. Noll, "Momentanreserve 2030. Bedarf und Erbringung von Momentanreserve 2030," *Tech. Rep.*, Feb. 2016.
- [20] R. J. Concepcion, W. Wilches-Bernal and R. H. Byrne, "Effects of communication latency and availability on synthetic inertia," *8th conference of Innovative Smart Grid Technology (ISGT)*, pp. 1-5, 2017.
- [21] L. Ruttledge and D. Flynn, "Emulated inertial response from wind turbines Gain scheduling and resource coordination," *IEEE Transaction of Power System*, vol. 31, n° 5, pp. 3747-3755, 2016.
- [22] B. K. Poolla, S. Bolognani and F. Dörfler, "Optimal placement of virtual inertia in power grids," *IEEE Trans. Autom. Control*, vol. 62, n° 12, pp. 6209-6220, 2012.
- [23] [En línea]. Available: <https://www.oetec.org/nota.php?id=2132&area=1>.
- [24] M. Esmaili, M. Ghamsari-Yazdel, N. Amjady and C. Y. Chung, "Convex Model for Controlled Islanding in Transmission Expansion Planning to Improve Frequency Stability," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, n° 1, pp. 58-67, 2021.
- [25] P. Demetriou, M. Asprou and E. Kyriakides, "A real-time controlled islanding and restoration scheme based on estimated states," *IEEE Trans. Power Syst*, vol. 34, n° 1, pp. 606-615, 2019.
- [26] "Power restored after partial New York City blackout leaves thousands without electricity," Jul 2020. [En línea]. Available: <https://www.usatoday.com/story/news/nation/2019/07/13/manhattan-poweroutage-widespread-power-outages-new-york-city/1726521001/>.
- [27] M. Z. Jahromi, M. Tajdinian and M. H. M. Jahromi, "A Novel Optimal Planning Bet-

- ween Generation and Transmission Expansion Planning Considering Security Constraint,” International Power System Conference (PSC), pp. 241-249, 2019.
- [28] A. R. Abul’Wafa, “Optimal capacitor placement for enhancing voltage stability in distribution systems using analytical algorithm and Fuzzy-Real Coded GA,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 55, pp. 246-252, 2014.
- [29] F. G. Velez, V. A. Centeno and A. G. Phadke, “Multiple swing transient stability assessment with phasor measurements,” IEEE Manchester PowerTech, pp. 1-6, 2017.
- [30] H.-D. Chiang, A. J. Flueck, K. S. Shah and N. Balu, “CPFLOW: a practical tool for tracing power system steady-state stationary behavior due to load and generation variations,” Power Systems IEEE Transactions on, vol. 10, n° 2, pp. 623-634, 1995.
- [31] T. Ngo, M. Lwin and S. Santoso, “Power transmission expansion planning based on voltage stability indexes,” IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1-4, 2017.
- [32] X. He, H. Geng and S. Ma, “Transient stability analysis of grid-tied converters considering PLL’s nonlinearity,” in CPSS Transactions on Power Electronics and Applications, vol. 4, n° 1, pp. 40-49, March 2019.
- [33] NERC: ‘Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems’, Reliability Guideline, June, 2017.
- [34] N. Tleis, Power systems modelling and fault analysis: theory and practice. Elsevier, 2007.
- [35] U. K. Singh and A. Basak, “Performance Study of Different PLL Schemes Under Unbalanced Grid Voltage,” IEEE Region 10 Symposium (TENSymp), pp. 66-71, 2019.
- [36] M. Nawir, O. D. Adeuyi, G. Wu and J. Liang, “Voltage stability analysis and control of wind farms connected to weak grids,” 13th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2017), pp. 1-6, 2017.
- [37] Nahid-Al-Masood, R. Yan, T. K. Saha and M. Piekutowski, “Correlation between frequency response and short-circuit performance due to high wind penetration,” IEEE Power & Energy Society General Meeting, pp. 1-5, 2015.
- [38] Y. Wu, C. Lee, C. Chou and W. Liao, “Choice of interconnected points for large-scale offshore wind farms in Taiwan,” CACS International Automatic Control Conference (CACS), pp. 439-444, 2013.
- [39] J. W. Feltes and B. S. Fernandes, “Wind turbine generator dynamic performance with weak transmission grids,” IEEE Power and Energy Society General Meeting, pp. 1-7, 2012.
- [40] M. Durrant, H. Werner and K. Abbott, “Model of a VSC HVDC terminal attached to a weak AC system,” Proceedings of 2003 IEEE Conference on Control Applications, vol. 1, pp. 178-182, 2003.
- [41] X. Zhang, D. Xia, Z. Fu, G. Wang and D. Xu, “An Improved Feedforward Control Method Considering PLL Dynamics to Improve Weak Grid Stability of Grid-Connected Inverters,” in IEEE Transactions on Industry Applications, vol. 54, n° 5, pp. 5143-5151.
- [42] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang and A. M. Gole, “Impact of short-circuit ratio and phase-lockedloop parameters on the small-signal behavior of a VSC-HVDC converter,” IEEE Trans. Power Del., vol. 29, n° 5, p. 2287– 2296, Oct. 2014.

- [43] X. Chen, Y. Zhang, S. Wang, J. Chen and C. Gong, "Impedance-Phased Dynamic Control Method for Grid-Connected Inverters in a Weak Grid," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, n° 1, pp. 274-283, Jan. 2017.
- [44] X. Wang, Y. W. Li, F. Blaabjerg and P. C. Loh, "Virtual-Impedance-Based Control for Voltage-Source and Current-Source Converters," in *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 30, n° 12, pp. 7019- 7037, Dec. 2015.
- [45] X. Wu, X. Li, X. Yuan and Y. Geng, "Grid Harmonics Suppression Scheme for LCL-Type GridConnected Inverters Based on Output Admittance Revision," in *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, n° 2, pp. 411-421, April 2015.
- [46] A. S. Subburaja, N. Shamim and S. B. Bayne, "Battery Connected DFIG Wind System Analysis for Strong/Weak Grid Scenarios," *IEEE Green Technologies Conference (GreenTech)*, pp. 112-117, 2016.
- [47] Gajendra Singh Chawda, Abdul Gafoor Shaik, "Adaptive Reactive Power Control of DSTATCOM in Weak AC Grid with High Wind Energy Penetration," *India Council International Conference (INDICON) 2019 IEEE 16th*, pp. 1-4, 2019.
- [48] Lin Weifang, Tang Yong, Bu Guangquan and Shao Yao, "Voltage stability analysis of multi-infeed AC/DC power system based on multi-infeed short circuit ratio," *International Conference on Power System Technology*, pp. 1-6, 2010.
- [49] A. A. A. Radwan and Y. A. I. Mohamed, "Improved Vector Control Strategy for Current-Source Converters Connected to Very Weak Grids," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, n° 4, pp. 3238-3248, July 2016.
- [50] Chen Xing-wang, Guan-Lin, Lei Sheng and Zhou Bao-rong, "Effective short circuit ratio including impact of STATCOM," *IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 800-804, 2016.
- [51] D. B. Nusantara, L. M. Putranto, Sarjiya, S. Isnandar and T. K. Yudhantomo, "Analysis of Performance Index in Transmission Expansion Planning of Sulawesi's Electricity System," *3rd International Seminar on Research of Information Technology and Intelligent Systems (ISRITI)*, pp. 423-427, 2020.
- [52] V. S. K. Murthy Balijepalli and S. A. Khaparde, "Novel approaches for transmission system expansion planning including coordination issues," *IEEE PES General Meeting*, pp. 1-7, 2010.
- [53] K. Yimchuen and K. Udomwongseeree, "Transmission Expansion Planning with consideration of voltage stability using Genetic Algorithm," *The 8th Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology (ECTI) Association of Thailand - Conference 2011*, pp. 909-912, 2011.
- [54] A. B. Ogundare and I. Adediji Adejumobi, "Transmission Expansion Planning Using Power Transfer Distribution Factor Index," *IEEE PES/IAS PowerAfrica*, pp. 6-11, 2019.
- [55] Chen hang, Zhang Liu-dong and Pei Pei, "Transmission expansion planning considering safety index for power systems with wind farms have related wind speed," *China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, pp. 1582-1588, 2014.
- [56] I. M. Mendonça, C. S. Ivo, B. H. Dias, A. L. M. Marcato and E. J. de Oliveira, "Static expansion planning of electric power transmission systems using sensitivity indice," *IEEE*

- Manchester PowerTech, pp. 1-5, 2017.
- [57] A. M. Leite da Silva, F. A. de Assis, L. A. F. Manso, M. R. Freire and S. A. Flávio, “Constructive metaheuristics applied to transmission expansion planning with security constraints,” 19th International Conference on Intelligent System Application to Power Systems (ISAP), pp. 1-7, 2017.
- [58] Juan Pablo Cerda Montecinos, “Planificación de la transmisión en sistemas de potencia de baja inercia considerando criterios de estabilidad,” Tesis Magíster, Departamento de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Chile, 2021.
- [59] M. Esmaili, M. Ghamsari-Yazdel, N. Amjady, C. Y. Chung and A. J. Conejo, “Transmission Expansion Planning Including TCSCs and SFCLs: A MINLP Approach,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, n° 6, pp. 4396-4407, Nov. 2020.
- [60] V. Asgharian and M. Abdelaziz, “Voltage Stability Constrained Low-Carbon Generation & Transmission Expansion Planning,” IEEE Canadian Conference on Electrical and Computer Engineering (CCECE), pp. 1-5, 2020.
- [61] Neshat, Mehdi & Sepidnam, Ghodrat & Sargolzaei, Mahdi & Toosi, Adel, “Artificial fish swarm algorithm: A survey of the state-of-the-art, hybridization, combinatorial and indicative applications,” Artificial Intelligence Review 42, p. 965–997, 2014.
- [62] “Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo,” [En línea]. Available: <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Final-corregido-PELP>.
- [63] Xiongfei Wang, Mads Graungaard Taul, Heng Wu, Yicheng Liao, Frede Blaabjerg, Lennart Harnefors, «“Grid-Synchronization Stability of Converter-Based Resources—An Overview,” Industry Applications IEEE Open Journal of, vol. 1, pp. 115-134, 2020.
- [64] Logistic regression, available at: https://en.wikipedia.org/wiki/Logistic_regression.

Anexo

A continuación se detalla la función objetivo y restricciones del problema de optimización para la planificación del sistema de transmisión.

- Función objetivo

$$\begin{aligned} \min \sum_{i=1}^{nl_{can}} l_i \cdot C_{inv} l_i + \sum_{j=1}^{nbt} B_j \cdot C_{inv} B_j + \sum_{p=1}^{np} \tau_p \sum_{t=1}^{nt} \sum_{g=1}^{ng} P_{g,p,t} CV_g \\ + \sum_{p=1}^{np} \tau_p \sum_{t=1}^{nt} \sum_{b=1}^{nb} VoLL \cdot LL_{b,p,t} \end{aligned} \quad (A.1)$$

- Balance nodal

$$\begin{aligned} \sum_{g=1}^{ng} P_{g,p,t} + \sum_{l=1}^{nl_{ex}} F_{l,p,t}^{to_ex} + \sum_{l=1}^{nl_{can}} F_{l,p,t}^{to_can} \\ - \sum_{l=1}^{nl_{ex}} F_{l,p,t}^{from_ex} - \sum_{l=1}^{nl_{can}} F_{l,p,t}^{from_can} + \sum_{bt=1}^{nbt} B_{bt,p,t}^{discharge} - \sum_{bt=1}^{nbt} B_{bt,p,t}^{charge} \\ = D_{b,p,t} - LL_{b,p,t} \end{aligned} \quad (A.2)$$

- Flujos por las líneas existentes y candidatas ($\theta > 0$)

$$F_{l,p,t}^{ex} = \frac{\theta_{l,p,t}^{from_ex} - \theta_{l,p,t}^{to_ex}}{X_l^{ex}} \quad (A.3)$$

$$F_{l,p,t}^{can} \leq M \cdot (1 - l_i) + \frac{\theta_{l,p,t}^{from_can} - \theta_{l,p,t}^{to_can}}{X_{l_i}^{can}} \quad (A.4)$$

$$F_{l,p,t}^{can} \geq M \cdot (1 - l_i) + \frac{\theta_{l,p,t}^{from_can} - \theta_{l,p,t}^{to_can}}{X_{l_i}^{can}} \quad (A.5)$$

- Potencias máximas y mínimas considerando reservas y rampas

$$P_{g,p,t} + R_{g,p,t}^{up} \leq P_g^{max} \cdot X_{g,p,t} \quad (A.6)$$

$$P_{g,p,t} - R_{g,p,t}^{down} \geq P_g^{min} \cdot X_{g,p,t} \quad (\text{A.7})$$

$$\sum_{g=1}^{ng} R_{g,p,t}^{up} \geq R_{min}^{up} \quad (\text{A.8})$$

$$\sum_{g=1}^{ng} R_{g,p,t}^{down} \geq R_{min}^{down} \quad (\text{A.9})$$

$$R_{g,p,t}^{up} \leq Ramp_g^{up} X_{g,p,t} \quad (\text{A.10})$$

$$R_{g,p,t}^{down} \leq Ramp_g^{down} X_{g,p,t} \quad (\text{A.11})$$

- Transiciones de estado on-off de los GS y tiempos de encendido y apagado

$$X_{g,p,t} = X_{g,p,t-1} + on_{g,p,t} - off_{g,p,t} \quad (\text{A.12})$$

$$P_{g,p,t} - P_{g,p,t-1} \leq X_{g,p,t-1} \cdot Ramp_g^{up} + on_{g,p,t} (P_g^{min} + Ramp_g^{up}) \quad (\text{A.13})$$

$$P_{g,p,t-1} - P_{g,p,t} \leq X_{g,p,t} \cdot Ramp_g^{down} + off_{g,p,t} (P_g^{min} + Ramp_g^{down}) \quad (\text{A.14})$$

$$X_{g,p,t^* < t_g^{sd}} \geq \sum_{t=1}^{t^*} on_{g,p,t} \quad (\text{A.15})$$

$$X_{g,p,t^* \geq t_g^{sd}} \geq \sum_{t=t^* - t_g^{sd} + 1}^{t^*} on_{g,p,t} \quad (\text{A.16})$$

$$1 - X_{g,p,t^* < t_g^{sd}} \geq \sum_{t=1}^{t^*} off_{g,p,t} \quad (\text{A.17})$$

$$1 - X_{g,p,t^* \geq t_g^{sd}} \geq \sum_{t=t^* - t_g^{sd} + 1}^{t^*} off_{g,p,t} \quad (\text{A.18})$$

- Restricciones asociadas a los BESS

$$P_{max}^{bess} \cdot \sum_{j=1}^{nbt} B_j \leq P_{max}^{bess_{max}} \quad (\text{A.19})$$

$$SOC_{bt,p,t} \leq SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t} \quad (\text{A.20})$$

$$B_{bt,p,t}^{charge} \leq P_{max}^{bess} \cdot B_{bt,p,t} \quad (\text{A.21})$$

$$B_{bt,p,t}^{discharge} \leq P_{max}^{bess} \cdot B_{bt,p,t} \quad (\text{A.22})$$

$$SOC_{bt,p,t=t_i} = \frac{SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t=t_i}}{2} + \eta \cdot B_{bt,p,t=t_i}^{charge} - B_{bt,p,t=t_i}^{discharge} \quad (\text{A.23})$$

$$SOC_{bt,p,t>t_i} = B_{bt,p,t-1} + \eta \cdot B_{bt,p,t}^{charge} - B_{bt,p,t}^{discharge} \quad (\text{A.24})$$

$$SOC_{bt,p,t=nt} = \frac{SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t=nt}}{2} \quad (\text{A.25})$$