



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

TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA
INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

JUAN PABLO CERDA MONTECINOS

PROFESOR GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
LUIS MORÁN TAMAYO

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR AL GRADO DE
MAGÍSTER EN CIENCIAS DE LA INGENIERÍA, MENCIÓN ELÉCTRICA
Y DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: JUAN PABLO CERDA MONTECINOS
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

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

La estabilidad de los futuros sistemas de potencia (SEP) se verá comprometida por una mayor participación de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC), lo cual disminuirá los niveles de cortocircuito (SCC) provocando así redes débiles. Los modelos de planificación de la transmisión (TEP) actuales solo consideran reforzamientos basados únicamente en criterios económicos, sin considerar restricciones de estabilidad y por lo tanto sin aprovechar los posibles beneficios de los diversos equipos que puedan ser desplegados a lo largo del SEP, como lo son los sistemas de baterías (BESS). En este contexto, este trabajo plantea un modelo de TEP que asigna nuevos circuitos y BESS con control de inyección de reactivos durante fallas considerando restricciones simplificadas de estabilidad basadas en indicadores del nivel de SCC de la red. Mediante el uso de la regresión logística, se establecen relaciones entre la probabilidad de que el SEP sea estable frente a cortocircuitos en función del nivel de SCC de la barra afectada. El modelo se implementó en una red simplificada del SING. Los resultados muestran que el modelo es capaz de identificar planes de inversión que mejoran la estabilidad del SEP al exigir ciertos niveles de SCC en zonas débiles de la red.

Agradecimientos

Considero que a la edad con la cual uno egresa del colegio, realmente no tiene idea de qué carrera escoger. Decidí entrar a esta facultad simplemente por el nombre, por mis amigos del colegio y porque justamente me iba bien en física y matemáticas. Creo que ha sido una de las mejores decisiones que he tomado.

Durante el plan común, conocí a mis amigos de plan común con quienes comparto hasta el día de hoy, incluso con la pandemia. Me gustaría agradecerles por todo, en especial a Gonzalo Guevara, Diego Cáceres, Diego Cornejo, Matías Orellana, Gabriel Quezada, Cristóbal Maldonado con quienes compartí cientos de almuerzos a lo largo de mis años en la facultad, además de cumpleaños y mucha cerveza. También agradecer especialmente a Matías Torrealba, mi amigo del colegio con el cual enfrentamos los primeros ramos del plan común y compartimos en otras ocasiones.

Al ingresar a especialidad me di cuenta que mi camino a seguir sería una ingeniería “dura”, por lo que elegí eléctrica y hasta el día de hoy me alegro de haberla escogido. Aquí ya conocí a mis amigos de eléctrica, unos antes que otros, donde destaco a José Yáñez, Mauricio González, Benjamín Vega, Felipe Briceño, y otros, con quienes compartí horas de estudio intenso, ayudantías, almuerzos y risas.

También agradecer a mis amiguitos de la sala de postgrado, Iñaki, Benja, Felipe y Richi, por todo el apoyo que nos teníamos entre cada uno de nosotros.

A mi banda del colegio, que aún existe, aunque la pandemia nos tenga en receso hace más de un año. Gracias por todos los ensayos y tocatas realizadas!

Para mi profesora Claudia Rahmann, por ser la mejor guía que pude haber tenido. Gracias por darme la oportunidad de realizar mi magíster, además de toda la paciencia, dedicación y apoyo al leer y revisar constantemente mi trabajo en esta tesis.

Finalmente el agradecimiento más importante es sin duda para mi familia: mi madre, mi padre, mi hermano y hermana, sin todo su amor y cariño no sería la persona que soy hoy en día.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	4
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo general	4
1.3.2. Objetivos específicos	4
2. Marco teórico	5
2.1. Importancia de los niveles de cortocircuito en los SEP	5
2.1.1. Características que definen la robustez	5
2.1.2. Nivel de cortocircuito y estabilidad angular	6
2.1.3. Nivel de cortocircuito y estabilidad de tensión	11
2.1.4. Conclusiones	18
2.2. Efectos de inserción de TGVCC en los niveles de robustez de los SEP	19
2.2.1. Conclusiones	22
2.3. Contribución de los BESS durante los cortocircuitos en los SEP	22
2.3.1. Conclusiones	27
2.4. Beneficios de equipos BESS para apoyar la estabilidad de los SEP	27
2.4.1. Conclusiones	31
2.5. Esquema de control en BESS para apoyar la estabilidad en SEP	32
2.6. Planificación de la transmisión en los SEP	34
2.7. Planificación en SEP considerando equipos BESS	38
2.7.1. Conclusiones	41
2.8. Índices para identificación de redes débiles	41
2.8.1. Short Circuit Ratio (SCR)	42
2.8.2. Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR)	42
2.8.3. Composite Short Circuit Ratio (CSCR)	45
2.8.4. Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)	46
2.8.5. Comparación entre indicadores	47
2.8.6. Otros índices	48
2.8.7. Niveles de cortocircuito exigidos en distintos <i>grid codes</i>	48
2.8.8. Conclusiones	49
2.9. Regresión logística	50
3. Metodología propuesta	53

3.1. Información general de la metodología	53
3.2. Etapa 1: TEP económico	55
3.3. Etapa 2: Verificación de cumplimiento de restricciones de estabilidad . . .	58
3.4. Etapa 3: Validación dinámica	60
4. Caso de estudio	61
5. Resultados y análisis	64
5.1. Curvas sigmoides	64
5.2. Resultados optimización	66
5.3. Resultados simulaciones RMS	68
5.3.1. Desempeño de ángulos y tensiones	68
5.3.2. Corrientes de equipos BESS	74
6. Conclusiones	75
6.1. Trabajos futuros	76
Bibliografía	76
Anexos	85

Índice de tablas

2.1. Capacidad de plantas eólicas y de potencia de cortocircuito para cuatro barras.	44
2.2. Factores de interacción entre las cuatro barras de conexión de las plantas eólicas.	44
2.3. Resultados de ESCR y SCR.	44
2.4. Comparación entre distintos indicadores.	47
2.5. Aprobación de estudiantes vs horas de estudio.	51
5.1. Coeficientes β_0 y β_1 de las curvas sigmoides según tipo de barra.	64
5.2. Costos de operación, inversión y totales según cada caso.	66

Índice de figuras

2.1. Sistema simplificado de generador conectado a barra infinita (a) y sus curvas características $P - \delta$ (b).	7
2.2. Margen de estabilidad en régimen permanente para distintas reactancias X_S de la red.	8
2.3. Ilustración del método de las áreas iguales.	10
2.4. Margen de estabilidad transitoria para distintas reactancias del sistema y distintas constantes de tiempo mecánico.	11
2.5. Circuito equivalente de una red abasteciendo una carga y su diagrama fasorial.	12
2.6. Círculos que determinan la potencia que puede ser entregada a una carga constante: (a) muestra un círculo para una tensión dada; (b) muestra una familia de círculos y su envolvente.	13
2.7. Parábola invertida que define el área de estabilidad.	14
2.8. Familia de curvas de la nariz para distintos factores de potencia.	15
2.9. SEP con conexión de un GS en barra i y su sistema equivalente.	16
2.10. Respuesta a fallas para generación síncrona (superior) y en base a convertidores (inferior) [37].	19
2.11. Variación de tensión para distintas potencias inyectadas por aerogeneradores en una red débil [38].	21
2.12. Sistema equivalente en caso de corto circuito trifásico.	23
2.13. Aumento de voltaje en función de la lejanía de la falla para diferentes niveles de potencia de cortocircuito.	26
2.14. Sistema estudiado en [13].	28
2.15. Principales resultados en [13].	28
2.16. Respuesta transitoria del sistema frente a cortocircuito trifásico considerando 2 BESS [24].	29
2.17. Red bajo estudio en [25].	30
2.18. Respuesta de la tensión en barras del sistema frente a falla [25].	30
2.19. Requerimientos de soporte de voltaje durante fallas [27], [47].	32
2.20. Lazo de control de requerimientos de FRT para referencia de corriente reactiva [27], [50].	34
2.21. TGVCC conectados a un SEP mediante distintos nodos de HV y MV.	43
2.22. TGVCC conectados a un SEP mediante distintos nodos de MV pero igual nodo HV.	45
2.23. Regresión logística entre horas de estudio y probabilidad de aprobar examen.	51

3.1.	Metodología propuesta.	54
3.2.	Proceso iterativo para evaluar condiciones de SCLs.	58
4.1.	Red simplificada del SING con circuitos y barras candidatas para instalar equipos BESS.	62
4.2.	Red simplificada del SING con ubicación de fallas para validación dinámica.	63
5.1.	Curvas sigmoides según tipo de barra.	65
5.2.	Resultados de planificación con BESS de 50 [MW].	67
5.3.	Resultados de planificación sin incluir BESS.	68
5.4.	Cortocircuito B2 - Ángulos.	69
5.5.	Cortocircuito B2 - Tensiones.	69
5.6.	Cortocircuito B4 - Ángulos.	71
5.7.	Cortocircuito B4 - Tensiones.	71
5.8.	Cortocircuito B5 - Ángulos.	73
5.9.	Cortocircuito B5 - Tensiones.	73
5.10.	Corrientes reactivas de BESS para SCC de 87%.	74
6.1.	Corrientes reactivas de BESS para SCC de 84%.	85
6.2.	Corrientes reactivas de BESS para SCC de 90%.	86
6.3.	Corrientes reactivas de BESS para SCC de 93%.	86
6.4.	Cortocircuito B11 - Ángulos.	87
6.5.	Cortocircuito B11 - Tensiones.	87

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Durante casi un siglo, la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP) ha sido reconocida como uno de los puntos clave para un funcionamiento seguro de los SEP [1]. Las interrupciones de suministro que pueden seguir a una contingencia implican enormes consecuencias económicas y sociales. Por ejemplo, el apagón del 2003 en los EE. UU. tuvo como resultado la pérdida de 61.8 [GW] de carga eléctrica que atendía a más de 50 millones de personas y costó más de 6 mil millones de dólares [2]. En consecuencia, los reguladores de energía y operadores de sistemas realizan regularmente estudios de estabilidad para detectar situaciones peligrosas y desarrollar medidas correctivas. Estas medidas correctivas están diseñadas para mantener la estabilidad del sistema en una amplia gama de escenarios, y evitar así los posibles impactos económicos y sociales que pueden resultar de los grandes apagones.

En los SEP dominados por generadores síncronos (GS), el nivel de cortocircuito en una barra dada es un indicador común de la robustez del sistema: mientras mayor sea su valor, mayor será la robustez de la red en dicha barra [3]. Los niveles altos de corriente de falla se encuentran SEP robustos, mientras que los niveles bajos son representativos de redes débiles [4]. El nivel de cortocircuito es una medida que tradicionalmente representa la rigidez del voltaje de una red [5]. Altos niveles de cortocircuito indican un sistema robusto con voltajes rígidos, lo que significa que no se desviarán mucho de sus valores de régimen permanente cuando se vean afectados por pequeñas perturbaciones. Esto se debe a que las impedancias serie de los sistemas robustos son relativamente bajas y, por lo tanto, los voltajes son menos sensibles a los cambios en los flujos de potencia ($\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$) [6].

Aunque los niveles de cortocircuito se calculan utilizando valores de régimen permanente, son también una buena medida de cómo se ven afectados los voltajes de un nodo de la red durante contingencias [7]. De hecho, en los SEP con altos niveles de cortocircuito, hay un gran número de GS que proporcionan altas corrientes de falla y, por ende,

mejoran la estabilidad de la red. Las altas corrientes de cortocircuito que fluyen a la red durante una contingencia se pueden ver como una respuesta ‘fuerte’ de los GS a las caídas de voltaje, que intentan restaurar el sistema a su estado normal de operación [4]. Por lo tanto, los niveles de cortocircuito son una buena medida de la robustez de la respuesta del sistema a diferentes fallas.

Históricamente, la estabilidad ha sido sostenida exitosamente por las contribuciones de GS y por las acciones de control de los diferentes controladores distribuidos en toda la red. Sin embargo, este paradigma puede no mantenerse durante mucho tiempo en los SEP modernos con altos porcentajes de tecnologías de generación variable con convertidores (TGVCC). En estos escenarios, pueden surgir problemas de estabilidad debido a las diferencias fundamentales entre TGVCC y los GS [6]. Una diferencia clave es la capacidad limitada de las TGVCC para entregar corrientes de falla. Sus valores oscilan entre 1.1 y 1.5 veces su corriente nominal [8], [9], que son significativamente más bajos que la corriente de falla que un GS puede proporcionar [10].

Dado que en los SEP convencionales los GS son las principales fuentes de contribuciones de corriente de cortocircuito [5], su desplazamiento por TGVCC conducirá a una reducción generalizada de la robustez del sistema [4]. La reducción de esta robustez implica valores más altos de las sensibilidades $\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$, lo cual significa que pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia pueden cambiar significativamente los voltajes de la red [6]. Durante contingencias, los sistemas con bajos niveles de cortocircuito pueden experimentar voltajes extremadamente reducidos en un área amplia de la red y luego, después del despeje de la falla, pueden tener dificultades para recuperar los voltajes. Las caídas severas de voltaje también pueden acelerar considerablemente los rotores de los GS cercanos, lo que a su vez puede hacer que pierdan sincronismo. En consecuencia, reducir la robustez de los SEP al aumentar las TGVCC puede afectar significativamente el desempeño dinámico del sistema durante las contingencias, lo que los hace más propensos a presentar problemas de estabilidad [5–7].

Para evitar futuros problemas de estabilidad en los SEP con altos porcentajes de TGVCC, es esencial explorar nuevas tecnologías y desarrollar estrategias de control novedosas que puedan contrarrestar los efectos negativos de las TGVCC. Solo así se puede garantizar su integración segura en los SEP modernos. En este sentido, los sistemas de almacenamiento de energía mediante baterías (BESS¹), son una de las tecnologías más prometedoras que han recibido una atención creciente últimamente [11]. Los BESS pueden proporcionar la flexibilidad necesaria para integrar las ERNC de manera eficiente [11], [12]. Además, los BESS son dispositivos de respuesta rápida que no solo agregan más flexibilidad a la regulación de frecuencia y voltaje, sino que también ofrecen una amplia gama de beneficios técnicos desde el punto de vista de la estabilidad [13], [14].

Dentro de la literatura técnica existente, se han realizado considerables esfuerzos para evaluar el valor que los BESS pueden ofrecer a los SEP con altos niveles de TGVCC. Varios de estos trabajos se han centrado en identificar el tamaño adecuado y la ubicación en la red de los BESS teniendo en cuenta una perspectiva económica [11], [12], [15–23]. En

¹Por su sigla en inglés *Battery Energy Storage System*.

el marco de la planificación de la expansión, los beneficios de los BESS se han investigado en [11], [15–20]. La principal conclusión de estos trabajos es que los BESS pueden reducir las inversiones necesarias para la capacidad de transmisión y/o generación, principalmente debido a su capacidad de proporcionar una mayor flexibilidad a la operación de los SEP. Las recomendaciones dadas por estos trabajos, en lo que respecta a la ubicación de los BESS, es instalarlos en barras de generación renovable o desplegarlos en barras cerca de los centros de carga. En el contexto de la operación de los SEP, los beneficios de los BESS se han estudiado en [12], [21–23]. Estos trabajos han demostrado que los BESS permiten una mayor utilización de la infraestructura de la red al proporcionar flexibilidad a la gestión de la demanda y ofrecer apoyo en caso de contingencias. La viabilidad económica de los BESS generalmente se evalúa en función de los beneficios obtenidos mediante arbitraje en los mercados de energía. Con respecto a la localización de los BESS, estos trabajos generalmente los ubican en barras con generación renovable, cerca de los centros de carga o de líneas de transmisión congestionadas.

De la literatura que se revisó, se concluye que el valor y los beneficios de los BESS dependen en gran medida de las condiciones del mercado, las configuraciones de la red y el grado de detalle considerado en cada estudio. Por lo tanto, la localización óptima de los BESS en la red, es decir, la que permite el aprovechamiento más alto desde una perspectiva sistémica, no se puede generalizar. Sin embargo, se observan dos tendencias principales: ya sea ubicar los BESS junto con centrales de energía eólica y solar, o colocarlos en barras de carga específicas. No obstante, incluso si estas tendencias en las localizaciones de los BESS son las mejores desde una perspectiva económica, no se puede decir nada sobre su desempeño en términos de estabilidad. Teniendo en cuenta los impactos económicos y sociales que pueden tener los grandes apagones en la sociedad, vale la pena investigar cuáles son las mejores ubicaciones de los BESS si el objetivo es mejorar la estabilidad de los SEP [24].

En respuesta a los nuevos desafíos de estabilidad debidos a la presencia de grandes cantidades de TGVCC, estudios recientes han comenzado a evaluar el uso de los BESS para mejorar la estabilidad de los SEP como una alternativa adicional a los enfoques tradicionales (los que consideran el uso de PSS² en GS o equipos FACTS³ para mejorar la estabilidad [25]). La mayoría de los trabajos se han centrado en desarrollar nuevas estrategias de control para BESS [13], [26], [27]. Estas nuevas estrategias de control están diseñadas y probadas en sistemas pequeños y consideran una distribución fija de BESS en la red. Son pocos los trabajos en donde se propone algún modelo de localización óptima para la ubicación de BESS en un SEP [24], [28], [29]. Además, estos trabajos consideran que la capacidad y cantidad de los módulos BESS a localizar en el SEP se obtienen de un resultado previo producto de un estudio de planificación.

Considerando todo lo anterior, esta tesis tiene por objetivo desarrollar un modelo de planificación de la expansión de la transmisión que sea capaz de determinar la localización óptima de equipos de transmisión no solo considerando criterios económicos, sino también criterios simplificados de estabilidad basados en indicadores de robustez de la red, de

²Por su sigla en inglés *Power Systems Stabilizers*.

³Por su sigla en inglés *Flexible AC Transmission Systems*.

manera de mejorar el desempeño dinámico del SEP.

1.2. Hipótesis

En esta tesis se postula que una planificación de la transmisión que considere criterios simplificados de estabilidad, es capaz de mejorar el desempeño dinámico del sistema frente a fallas. Se espera que la localización de nuevas líneas de transmisión y equipos BESS siguiendo criterios simplificados de estabilidad en combinación con criterios económicos, resulte en un mejor desempeño en comparación a una localización que solo considere criterios puramente económicos.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de esta tesis es desarrollar un problema de planificación de la transmisión que considere criterios simplificados de estabilidad basados en indicadores de nivel de cortocircuito, de modo que el sistema mejore su respuesta ante contingencias.

1.3.2. Objetivos específicos

- Conocer el estado del arte en relación a la importancia de los niveles de cortocircuito en los SEP y su influencia en la estabilidad de la red.
- Desarrollar un método simplificado para calcular el nivel de cortocircuito en cada barra de un SEP.
- Definir una relación entre la potencia de cortocircuito de una barra dada y la estabilidad del sistema.
- Desarrollar un algoritmo de optimización que permita incluir las restricciones de estabilidad basadas en el nivel de cortocircuito.
- Aplicar este algoritmo a un caso de estudio de una red real.
- Evaluar el cambio en los costos del sistema (inversión, operación y totales) mediante la optimización propuesta, respecto al caso de una planificación de la transmisión que no considere criterios de estabilidad.
- Evaluar el mejoramiento de la estabilidad del sistema mediante simulaciones dinámicas considerando los reforzamientos a nivel de transmisión (nuevos circuitos y/o equipos BESS) obtenidos de la optimización propuesta.

Capítulo 2

Marco teórico

2.1. Importancia de los niveles de cortocircuito en los SEP

La robustez de un sistema de potencia corresponde a una medida del desempeño del sistema frente a diferentes condiciones de operación en régimen permanente y durante contingencias [4].

La robustez de un SEP usualmente se mide a través del nivel de corriente de cortocircuito o mediante el *Short-Circuit Ratio* (SCR) en un cierto punto de la red [5]. Altos niveles de corriente de cortocircuito son asociados a SEP robustos, mientras que bajos niveles de corriente de cortocircuito se relacionan con sistemas débiles. Los SEP robustos presentan un mejor desempeño dinámico durante contingencias, por lo tanto son menos propensos a sufrir problemas de estabilidad. Un alto nivel de corriente de cortocircuito durante una falla se puede ver como los GS de la red respondiendo ‘fuertemente’ a la caída de voltaje en el lugar de la falla, tratando de restaurar la situación. De manera similar, un alto SCR en un punto de la red es una medida de qué tan ‘fuerte’ es la respuesta del SEP para cualquier contingencia en esa área.

2.1.1. Características que definen la robustez

La principal característica que define la robustez en un SEP se relaciona con la cantidad de GS que se encuentran en operación. Mientras más de estas unidades estén en operación, se dirá que la red es más robusta. Puntos de la red que se encuentren cerca de GS generalmente tendrán asociado un alto nivel de robustez, mientras que puntos alejados (centros de consumo) tienen una menor robustez.

Las TGVCC, como lo son la fotovoltaica (PV) y eólica, disminuyen los niveles de cortocircuito debido a que los convertidores con los cuales se conectan a la red, solo pueden

entregar entre 1.1 y 1.5 veces su corriente nominal, en el caso de centrales eólicas [8], y hasta 1.4 para el caso PV [9], a diferencia de los GS que pueden aportar entre 9 y 6 veces su corriente nominal [10]. Por lo tanto, las TGVCC disminuyen la robustez del sistema (en la medida que desplacen la generación convencional) provocando que éste presente mayores variaciones de tensión tanto en operación normal como durante contingencias. De hecho, bajos niveles de cortocircuito causan grandes sensibilidades en la tensión respecto a los flujos de potencia, es decir, las sensibilidades $\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$ aumentan. Esta condición provoca que el sistema sea más propenso a sufrir un colapso de tensión [6]. Además, una baja robustez puede comprometer el correcto desempeño de los sistemas de protección ocasionando que las TGVCC se desconecten durante contingencias [4].

Por otro lado, dado que el nivel de cortocircuito es inversamente proporcional a la impedancia de la red vista desde el punto donde se quiere evaluar la robustez, se tiene que mientras más enmallada sea la red (menor valor de la impedancia), más altos serán los niveles de cortocircuito [6]. De esta forma, sistemas longitudinales (como el chileno) poseen bajos niveles de cortocircuito, por lo que corresponden a sistemas débiles propensos a inestabilidad.

2.1.2. Nivel de cortocircuito y estabilidad angular

Varias normas técnicas en el mundo reconocen la importancia de los niveles de cortocircuito en el marco de la estabilidad de los SEP. Respecto a la estabilidad angular en régimen permanente, la norma alemana [30] exige que la potencia de cortocircuito al lado de la red en el punto de conexión de un GS sea al menos 4 veces mayor que la suma de las potencias activas nominales de todas las unidades de generación conectadas a la barra, y que el voltaje en el lado de la red sea al menos igual al valor nominal del voltaje, es decir:

$$S''_K \geq 4P_n \text{ y } V \geq V_n \quad (2.1)$$

Donde P_n es la suma de las potencias activas nominales de todos los GS conectados a una cierta barra en la red y S''_K es la potencia de cortocircuito en esa barra, calculada como la contribución de la red al cortocircuito trifásico, sin considerar los GS conectados.

En [31], [32] se prueba esta relación usando un SEP simplificado, justificando el límite dado por los autores de la norma alemana. Para esto, basta considerar la red simplificada de la Figura 2.1a. Esto ya que evaluar la estabilidad angular (de régimen permanente y transitoria) es sencillo en este caso [25]. Este modelo queda descrito por las dos curvas $P - \delta$ señaladas en la Figura 2.1b.

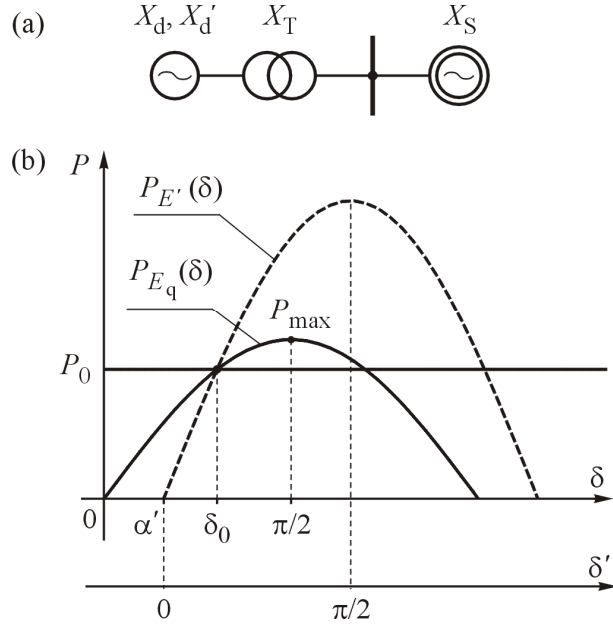


Figura 2.1: Sistema simplificado de generador conectado a barra infinita (a) y sus curvas características $P - \delta$ (b).

Donde δ es el ángulo entre la fuerza electromotriz del GS E_q y el voltaje en la barra infinita V_S , y δ' es el ángulo entre la fuerza electromotriz transitoria del GS E' y el voltaje V_S . Además, $P_{E'}(\delta)$ es la característica dinámica, que es usada para efectos de estabilidad transitoria, y $P_{E_q}(\delta)$ es la estática, usada para la estabilidad angular en régimen permanente. En este último caso, se tiene como supuesto que la fuerza electromotriz E_q es constante, es decir, la corriente de excitación del GS no cambia. El ángulo δ también se conoce como ángulo de carga.

El valor máximo de la característica estática $P_{E_q}(\delta)$ determina el valor P_{max} del modelo del GS con barra infinita. Para un cierto nivel de carga P_0 del GS, se puede definir el margen de estabilidad en régimen permanente como:

$$k_P = \frac{P_{max} - P_0}{P_0} \quad (2.2)$$

La potencia máxima extraíble P_{max} en el modelo anterior, es proporcional al producto de la tensión en la barra infinita V_S y la fuerza electromotriz E_q , e inversamente proporcional a la suma de la reactancia en el circuito ($X_d + X_T + X_S$). Por lo tanto, la potencia máxima extraíble P_{max} y el coeficiente k_P del margen de estabilidad en régimen permanente dependen de la reactancia X_S , la cual está relacionada con la robustez de la red en el punto de conexión.

La impedancia de cortocircuito (calculada sin considerar los GS conectados en un cierto punto de la red) y la impedancia nominal de los GS conectados, se pueden expresar según las siguientes ecuaciones:

$$Z_{K3\phi} = \frac{V_n^2}{S_K''} \implies S_K'' = \frac{V_n^2}{Z_{K3\phi}} \quad (2.3)$$

$$Z_n = \frac{V_n^2}{S_n} \implies S_n = \frac{V_n^2}{Z_n} \quad (2.4)$$

Considerando que $P_n = S_n \cos \varphi_n$, la primera desigualdad en (2.1) se puede expresar como sigue:

$$\implies S_K'' \geq 4S_n \cos \varphi_n \quad (2.5)$$

$$\implies \frac{V_n^2}{Z_{K3\phi}} \geq 4 \frac{V_n^2}{Z_n} \cos \varphi_n \quad (2.6)$$

$$\implies Z_{K3\phi} \leq \frac{Z_n}{4 \cos \varphi_n} \quad (2.7)$$

Notar que para un valor de $\cos \varphi_n = 0.85$ se obtiene aproximadamente que $Z_{K3\phi} \leq 0.3Z_n$.

La Figura 2.2 muestra el coeficiente del margen de estabilidad para un SEP con reactancia $X_S = 0.3Z_n$, considerando un rango de valores típicos para la suma de la reactancia del GS y del transformador de subida ($X_d + X_T$). De la figura se ve que el coeficiente de margen de estabilidad en régimen permanente k_P es siempre mayor que 5 %, es decir, $k_P > 0.05$. Si la exigencia es tal que $S_K'' \geq 6P_n \implies Z_{K3\phi} \leq 0.2Z_n$ (suponiendo el mismo factor de potencia $\cos \varphi_n = 0.85$), para un valor $X_S = 0.2Z_n$ (sistema más robusto), la Figura 2.2 muestra que el coeficiente de margen de estabilidad en régimen permanente k_P es siempre mayor al 10 %.

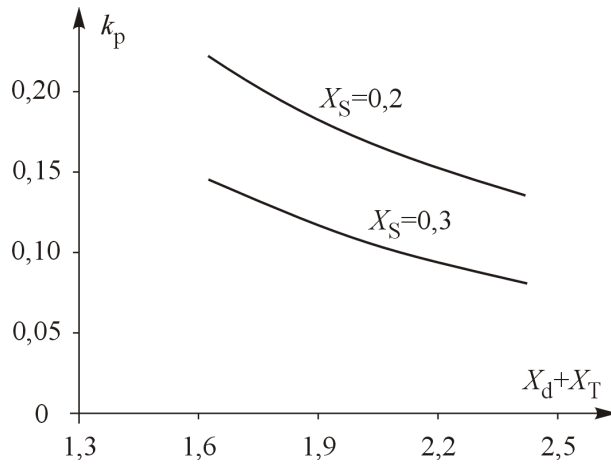


Figura 2.2: Margen de estabilidad en régimen permanente para distintas reactancias X_S de la red.

En resumen, se cumple que:

$$\text{Si } S''_K \geq 6P_n \implies k_P > 10\% \quad (2.8)$$

$$\text{Si } S''_K \geq 4P_n \implies k_P > 5\% \quad (2.9)$$

Con lo anterior, se puede concluir que a medida que S''_K sea mayor (red más robusta), se tendrá un mayor margen de estabilidad en régimen permanente.

En la sección referente a la estabilidad transitoria de la norma técnica alemana [30], se asume que los cortocircuitos a nivel de transmisión son despejados en un tiempo no mayor a los 150 [ms]. La norma señala que para mantener la estabilidad transitoria se debe cumplir que:

$$S''_K \geq 6P_n \quad (2.10)$$

Donde P_n y S''_K significan lo mismo que se mencionó para la relación (2.1), pero esta vez S''_K es calculado para un estado post-falla cuando el cortocircuito ha sido despejado, es decir, el elemento de la red que ha sufrido la falla está fuera de servicio. Como ya se ha demostrado anteriormente, la condición descrita en (2.10) implica que se cumple la desigualdad $Z_{K3\phi} \leq 0.2Z_n$.

En [30] no se explica la relación que existe entre la expresión (2.10) y la estabilidad transitoria. Aquí se mostrará que dicha relación surge de un análisis simplificado de la estabilidad transitoria basada en el método de las áreas iguales, aplicado al modelo de un GS conectado a una barra infinita.

Se define como tiempo crítico de despeje (t_{CCT}) al tiempo máximo que puede durar un cortocircuito de forma que el sistema se mantenga estable al despejarse la falla. Considerando que el tiempo actual de despeje es t_{SHC} , se define el margen de estabilidad transitoria como:

$$k_t = \frac{t_{CCT} - t_{SHC}}{t_{SHC}} \quad (2.11)$$

Para realizar un análisis simplificado de la estabilidad transitoria se usa el modelo de GS conectado a una barra infinita, mostrado en la Figura 2.3a, usando el criterio de las áreas iguales en base a la curva característica transitoria $P_{E'}(\delta)$ (Figura 2.3b).

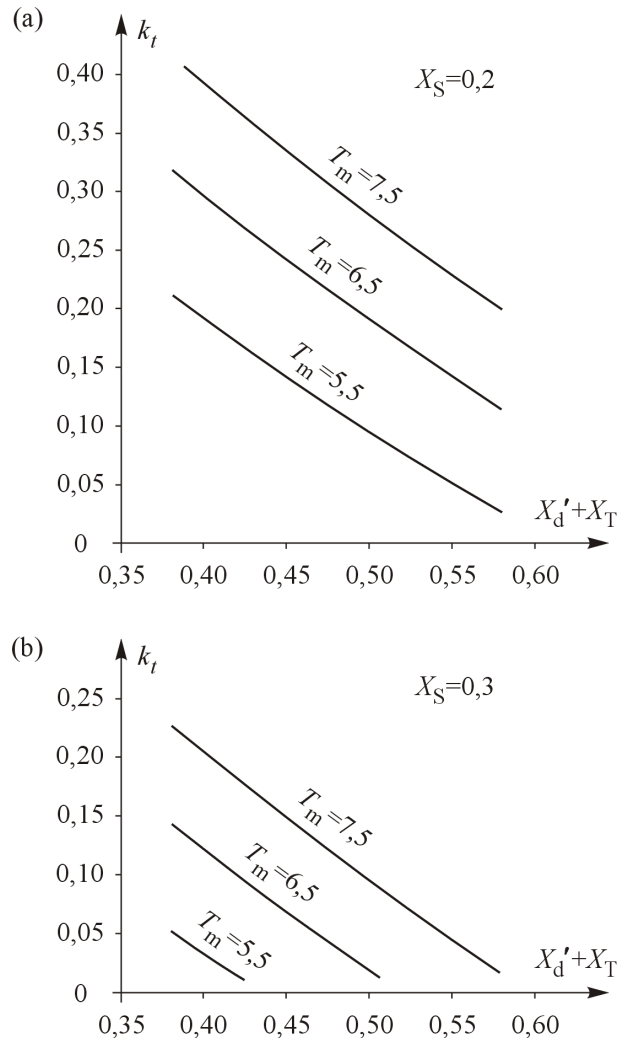


Figura 2.4: Margen de estabilidad transitoria para distintas reactancias del sistema y distintas constantes de tiempo mecánico.

Es importante notar que la condición para estabilidad transitoria descrita en (2.12) es más exigente que la descrita en (2.1). Entonces se puede inferir que, como estándar para la conexión de un GS, se debe cumplir que $S''_K \geq 6P_n$ para todos los estados de operación posibles de forma que el SEP sea estable.

2.1.3. Nivel de cortocircuito y estabilidad de tensión

En la norma técnica alemana [30], así como también en otros documentos, no se establece ningún criterio para la estabilidad de voltaje basado en la potencia de cortocircuito de manera análoga a los criterios establecidos en (2.1) o en (2.12) para la estabilidad angular. En esta sección se mostrará que la potencia de cortocircuito también puede ser usada para evaluar, bajo un modelo simple, la estabilidad de voltaje [31–33].

Estabilidad de tensión en barras de carga

Para desarrollar las ecuaciones, se presenta el modelo simplificado de la Figura 2.5, que consiste en una red abasteciendo una carga, donde se supone carga de potencia constante, es decir, P_L y Q_L no dependen de la tensión V en la barra de conexión [31, 32].

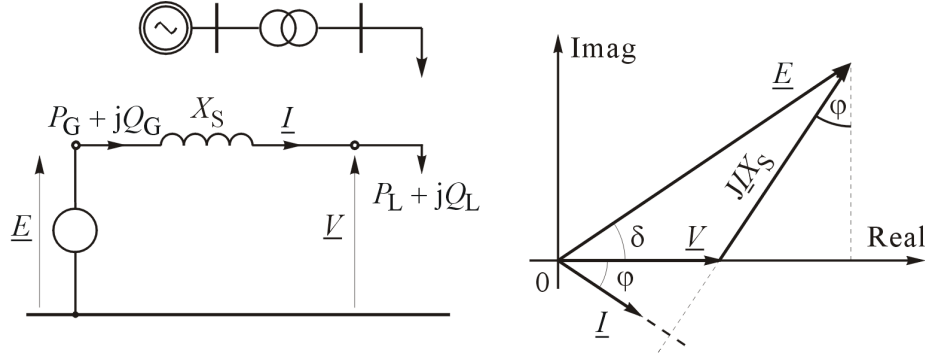


Figura 2.5: Circuito equivalente de una red abasteciendo una carga y su diagrama fasorial.

En el circuito equivalente, el sistema es reemplazado con una fuente de tensión (E, X_S) donde X_S corresponde a la reactancia equivalente del sistema y el transformador. Con ayuda del diagrama fasorial, es posible obtener expresiones para la potencia activa y reactiva absorbida por la carga, P_L y Q_L respectivamente. Notando que $IX_S \cos \varphi = E \sin \delta$ y que $IX_S \sin \varphi = E \cos \delta - V$ se llega a que:

$$P_L = VI \cos \varphi = V \frac{IX_S \cos \varphi}{X_S} = \frac{EV}{X_S} \sin \delta \quad (2.13)$$

$$Q_L = VI \sin \varphi = V \frac{IX_S \sin \varphi}{X_S} = \frac{EV}{X_S} \cos \delta - \frac{V^2}{X_S} \quad (2.14)$$

Elevando al cuadrado las ecuaciones (2.13) y (2.14) se obtiene que:

$$\left(\frac{EV}{X_S}\right)^2 = P_L^2 + \left(Q_L + \frac{V^2}{X_S}\right)^2 \quad (2.15)$$

Considerando la expresión $S_K'' = E^2/X_S$, la ecuación (2.15) se puede reescribir como:

$$\left(\frac{V^2}{X_S}\right)^2 - (S_K'' - 2Q_L) \cdot \left(\frac{V^2}{X_S}\right) + (P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (2.16)$$

Donde S_K'' es la potencia de cortocircuito en la barra de carga e indica el nivel de robustez en dicha barra.

La ecuación (2.16) es cuadrática en términos de la variable V^2/X_S . Por lo tanto, para un valor dado de V , dicha ecuación describe una circunferencia en el plano (P_n, Q_n) , cuyo centro está en el eje Q_n desplazado hacia abajo desde el origen en una distancia V^2/X_S (Figura 2.6a). Al aumentar el valor de V , se produce una familia de círculos de mayor radio desplazados hacia abajo [25], tal como se observa en la Figura 2.6b.

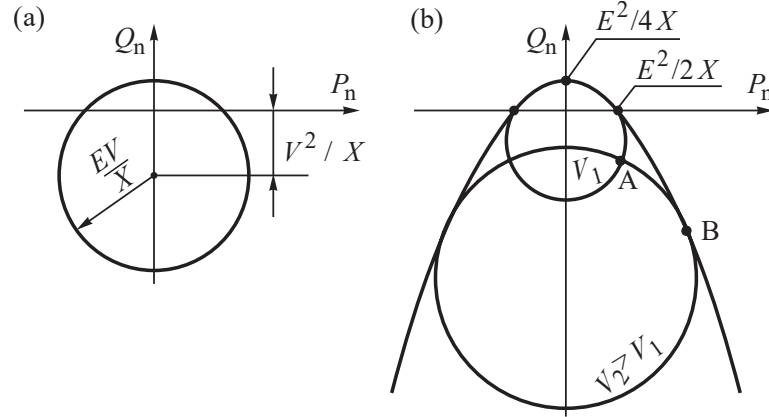


Figura 2.6: Círculos que determinan la potencia que puede ser entregada a una carga constante: (a) muestra un círculo para una tensión dada; (b) muestra una familia de círculos y su envolvente.

Para conocer la ecuación que describe esta envolvente, hay que notar que los puntos que pertenecen a esta frontera se logran cuando la ecuación (2.16) tiene solución única respecto a V . Esto ocurre cuando el determinante de una ecuación cuadrática es cero, es decir:

$$\Delta = (2Q_L - S''_K)^2 - 4(P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (2.17)$$

Al resolver (2.17) para Q_L se obtiene que:

$$Q_L = \frac{S''_K}{4} - \frac{P_L^2}{S''_K} \quad (2.18)$$

Los puntos que se encuentran dentro de la parábola de la Figura 2.7 son puntos estables en el sentido que la fuente es capaz de abastecer la demanda. No es posible abastecer puntos que se encuentren fuera de esta parábola, es decir, son puntos de operación inestables.

De la Figura 2.7 se cumplen las siguientes relaciones:

$$Q_{L_{max}} = \tan \varphi P_{L_{max}} \text{ y } P_{L_{max}} = \cot \varphi Q_{L_{max}} \quad (2.19)$$

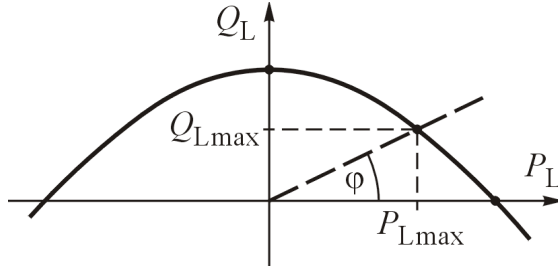


Figura 2.7: Parábola invertida que define el área de estabilidad.

Donde Q_{Lmax} y P_{Lmax} dan cuenta de un punto límite de estabilidad (ya que se encuentra en la frontera de la parábola invertida) para un factor de potencia dado. Al usar estas relaciones en la ecuación (2.17) se obtiene que:

$$(S''_K - 2 \tan \varphi P_{Lmax})^2 - 4P_{Lmax}^2 (1 + \tan^2 \varphi) = 0 \quad (2.20)$$

$$\implies \left[(S''_K - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) - \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi} \right] \left[(S''_K - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) + \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi} \right] = 0 \quad (2.21)$$

Los términos entre paréntesis cuadrados indican soluciones para potencia activa positiva y negativa respectivamente. De acuerdo al modelo usado, se tiene que un valor positivo de P_L indica potencia demandada y uno negativo, potencia generada. Desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje, solo interesa la solución para potencia activa positiva, es decir:

$$(S''_K - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) - \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi} = 0 \quad (2.22)$$

$$\implies S''_K = 2P_{Lmax} \frac{1 + \sin \varphi}{\cos \varphi} \quad (2.23)$$

$$\implies P_{Lmax} = \frac{S''_K}{2} \cdot \frac{\cos \varphi}{1 + \sin \varphi} \implies Q_{Lmax} = \frac{S''_K}{2} \cdot \frac{\sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \quad (2.24)$$

Las relaciones obtenidas en (2.24) dan cuenta de los valores máximos de potencia activa y reactiva en la carga que pueden ser obtenidos de una fuente con potencia de cortocircuito S''_K . De esta manera, la máxima potencia aparente de la carga será:

$$|S_{Lmax}| = \frac{S''_K}{2} \cdot \frac{1}{1 + \sin \varphi} \quad (2.25)$$

Recordar que las potencias máximas en (2.24) corresponden a las potencias máximas en las curvas de la nariz [25] que se muestran en la Figura 2.8, donde las curvas 1, 2, 3 y 4 son para un factor de potencia de 0.707 en retraso, 0.866 en retraso, 1 y 0.866 en adelanto respectivamente.

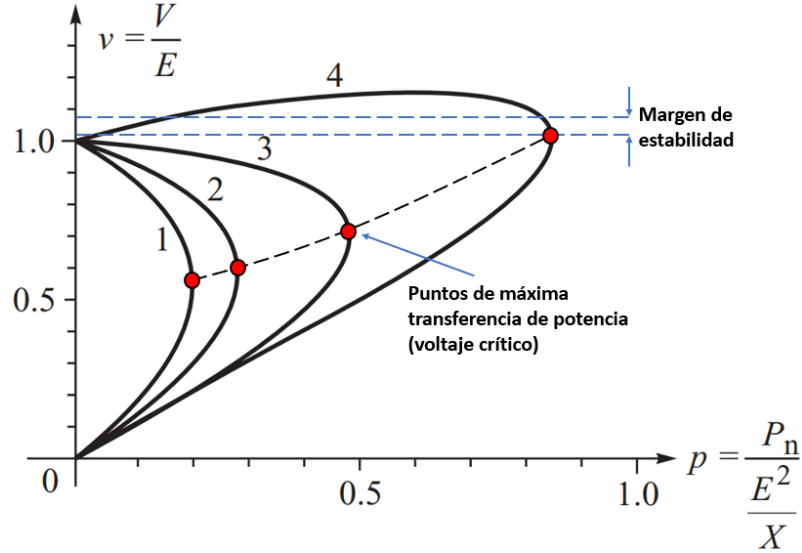


Figura 2.8: Familia de curvas de la nariz para distintos factores de potencia.

El punto de máxima transferencia de potencia (punto rojo en cada curva) define el límite de operación sin pérdida de estabilidad. Para un nivel de demanda mayor, el sistema se vuelve inestable ya que una disminución de la demanda lleva consigo una disminución de la tensión, lo cual lleva rápidamente al colapso.

Para asegurar estabilidad durante la operación normal, es necesario que la potencia demandada por la carga en una cierta barra de la red, sea menor que su valor crítico considerando el margen de estabilidad de voltaje. Es decir, se necesita que la potencia aparente S_L sea k_V veces más baja que su valor crítico $S_{L_{max}}$, es decir, $S_L \leq S_{L_{max}}/k_V$. Al reemplazar esto en la ecuación (2.25) se obtiene:

$$S_L \leq \frac{S_K''}{2k_V(1 + \sin \varphi)} \iff S_K'' \geq 2k_V(1 + \sin \varphi)S_L \quad (2.26)$$

Este valor de margen de estabilidad debe ser un compromiso entre costos y seguridad del SEP. De acuerdo a distintos autores [31], [32], el mínimo valor de k_V en régimen permanente ($n - 0$) debería ser de $k_V = 1.1$ y $k_V = 1.05$ en caso de contingencias simples ($n - 1$).

A modo de ejemplo, se tiene que al considerar un caso pesimista de factor de potencia en la carga ($\varphi < 30^\circ \Rightarrow \sin \varphi < 0.5$) y un $k_V = 1.1$ se tendrá que:

$$S_K'' \geq 3.3 \cdot S_L \quad (2.27)$$

Esto indica que el nivel de cortocircuito de la red en la barra de la carga debe ser al menos 3.3 veces mayor que la potencia demandada por la carga.

Con todo lo anterior, se ha demostrado que también es posible definir un margen de estabilidad estática de voltaje en función del nivel de cortocircuito S_K'' de la red en una cierta barra de carga.

Estabilidad de tensión en barras de generación

En lo que sigue se derivará una expresión que relaciona el nivel de cortocircuito trifásico en una barra i de un SEP donde se conecta una fuente de generación, con la estabilidad de tensión de régimen permanente [33]. Para esto, se puede considerar la Figura 2.9, donde se observa un generador inyectando una potencia aparente S_i en la barra i del sistema:

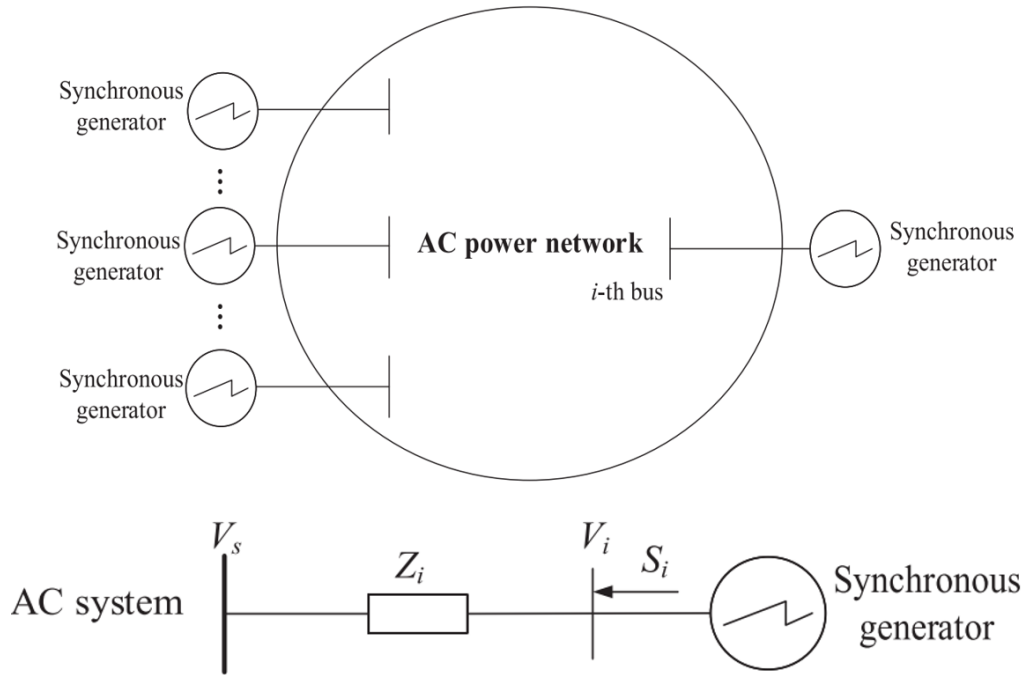


Figura 2.9: SEP con conexión de un GS en barra i y su sistema equivalente.

Es posible analizar la estabilidad de tensión utilizando la ecuación asociada al sistema equivalente que representa la situación. Esta ecuación está dada por:

$$\frac{V_i - V_s}{Z_i} = I_i = \left(\frac{S_i}{V_i} \right)^* \quad (2.28)$$

donde S_i es la potencia compleja inyectada a la barra i , V_i y V_s son los voltajes en las barras i y s , y Z_i es la impedancia de Thevenin vista desde la barra i . Reescribiendo (2.28) se obtiene:

$$Z_i S_i = |V_i|^2 - V_s V_i^* \quad (2.29)$$

Definiendo $Z_i S_i = a - jb$, donde a y b son números reales, se llega a que los parámetros a y b deben ser iguales a:

$$\begin{aligned} a &= |V_i|^2 - |V_s||V_i| \cos \theta_{si} \\ b &= |V_s||V_i| \sin \theta_{si} \end{aligned}$$

donde $|V_s|$ y $|V_i|$ son las magnitudes de las tensiones V_s y V_i , y $\theta_{si} = \theta_s - \theta_i$ es la diferencia angular de dichas tensiones. Cuando se asume que $|V_s|$ es constante (barra infinita), a y b quedan en función de $|V_i|$ y θ_{si} . Es decir:

$$\begin{aligned} a &= f_1(|V_i|, \theta_{si}) = |V_i|^2 - |V_s||V_i| \cos \theta_{si} \\ b &= f_2(|V_i|, \theta_{si}) = |V_s||V_i| \sin \theta_{si} \end{aligned}$$

Con esto, el jacobiano de la matriz definida por $\mathbf{f} = [f_1, f_2]^T$ se puede escribir como:

$$\mathbf{J} = \begin{bmatrix} \frac{\partial f_1}{\partial |V_i|} & \frac{\partial f_1}{\partial \theta_{si}} \\ \frac{\partial f_2}{\partial |V_i|} & \frac{\partial f_2}{\partial \theta_{si}} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 2|V_i| - |V_s| \cos \theta_{si} & |V_s||V_i| \sin \theta_{si} \\ |V_s| \sin \theta_{si} & |V_s||V_i| \cos \theta_{si} \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

La inestabilidad de tensión podría ocurrir en la barra i , si es que la matriz jacobiana \mathbf{J} en (2.30) es singular [34]. Es conocido que una matriz cuadrada es singular si y solo si su determinante es cero. De esta forma, la condición borde para la estabilidad de tensión es que el determinante de la matriz \mathbf{J} sea cero. Al resolver la ecuación $\det(\mathbf{J}) = 0$, la condición de borde para la estabilidad de tensión en la barra i se traduce en:

$$\frac{|V_i| \cos \theta_{si}}{|V_s|} = \frac{1}{2} \quad (2.31)$$

Al reemplazar la ecuación (2.29) en la ecuación (2.31) (y con un poco de álgebra [33]), (2.31) se puede reescribir como:

$$r_i = \frac{|S_{ac,i}|}{|S_i^*|} = \frac{|V_i|^2}{|S_i^*||Z_i|} = 1 \quad (2.32)$$

donde $|S_{ac,i}|$ es la potencia de cortocircuito trifásico del sistema en la barra i , $|V_i|$ es la magnitud de tensión en la barra i , $|Z_i|$ es la magnitud de la impedancia de Thevenin vista desde la barra i , y $|S_i^*|$ es la magnitud de la potencia aparente inyectada por el generador en la barra i .

La ecuación (2.32) muestra la condición de estabilidad de tensión en la barra i del sistema. En palabras simples, cuando la razón r_i es igual a 1 (la capacidad de potencia de cortocircuito $|S_{ac,i}|$ es igual a la potencia inyectada a la barra i), el voltaje en la barra i es críticamente estable, cuando r_i es mayor que 1, el voltaje es estable, y cuando r_i es menor a 1, el voltaje en la barra i está en la zona inestable.

La robustez de un SEP en un cierta barra puede ser evaluada mediante el SCR, que corresponde a la razón entre la potencia de cortocircuito en una barra y la potencia activa nominal de la unidad de generación que se conecta a dicha barra [6], [35]. Es decir:

$$SCR_i = \frac{|S_{ac,i}|}{P_{d,i}} = \frac{|V_i|^2}{P_{d,i}} \cdot \frac{1}{|Z_i|} \quad (2.33)$$

Comparando las expresiones (2.33) y (2.32), se puede ver que el SCR_i y la razón r_i son iguales si se reemplaza la potencia aparente inyectada S_i^* por la potencia activa inyectada $P_{d,i}$ en la barra i . Es decir:

$$SCR_i = r_i = \frac{|S_{ac,i}|}{P_{d,i}} \quad (2.34)$$

La ecuación (2.34) cuantifica la robustez de un SEP en la barra i en términos de la ‘distancia’ o margen que existe para alcanzar el límite de estabilidad de tensión en esa barra. Grandes valores de SCR_i indican que el sistema es robusto en la barra i ya que existe una gran distancia entre el voltaje actual en esa barra y el valor límite de asociado a la estabilidad de tensión. Bajos valores de SCR_i indican que el sistema es débil en la barra i , ya que se encuentra cerca de alcanzar su límite de estabilidad de tensión en dicha barra. En general, la robustez de un SEP puede ser cuantificada de acuerdo a los siguientes rangos [36–38]: una barra es considerada fuerte si su SCR es mayor a 3, es considerada débil si su SCR está entre 2 y 3, y es considerada muy débil si es menor a 2. Por último, de la ecuación (2.34) es posible inferir que cuando el SCR es igual a 1, la tensión en esa barra se encuentra en el punto de colapso, y cuando es menor a 1, la tensión está en un punto inestable.

2.1.4. Conclusiones

A partir de las secciones anteriores, es posible afirmar que el nivel de cortocircuito es un buen indicador de la robustez de la red permitiendo establecer una medida del desempeño del SEP en relación a la estabilidad angular y de voltaje en régimen permanente. Dado

que en la planificación de los SEP no es posible incluir en detalle la dinámica de la red y la de sus elementos debido a la gran cantidad de ecuaciones diferenciales asociadas, la potencia de cortocircuito de la red representa un indicador útil para considerar, como primera aproximación, los posibles problemas de estabilidad de los SEP a futuro.

2.2. Efectos de inserción de TGVCC en los niveles de robustez de los SEP

Las TGVCC, como la eólica y la PV, son capaces de aportar hasta 1.5 y 1.4 veces su corriente nominal durante contingencias respectivamente [8], [9]. Estos niveles de corrientes de cortocircuito contrastan con los que pueden aportar los GS, los cuales pueden llegar hasta 6 a 9 veces la corriente nominal de la máquina. De esta forma, al ir reemplazando GS por TGVCC, la robustez de la red disminuye en las zonas en que se desplaza generación síncrona por TGVCC. Esto puede ocasionar que las tensiones en dichas zonas del SEP tengan mayores caídas producto de una falla y que sea más difícil restaurarlas a sus valores de régimen permanente después de despejada la falla [7].

La Figura 2.10 muestra la corriente de falla de un GS y de un generador TGVCC para un cortocircuito trifásico a los 300 [ms] [39]. Se observa la diferencia de magnitud de las corrientes de cortocircuito que pueden aportar ambas tecnologías. Además, se observa que el GS incrementa inmediatamente su corriente, mientras que el convertidor posee un retardo cercano a los 20 [ms] antes de incrementar levemente su corriente de cortocircuito. Estas características de corrientes de cortocircuito de los convertidores pueden provocar que los sistemas de protección presenten fallas en su operación en redes en que la presencia de TGVCC disminuye los niveles de cortocircuito [39].

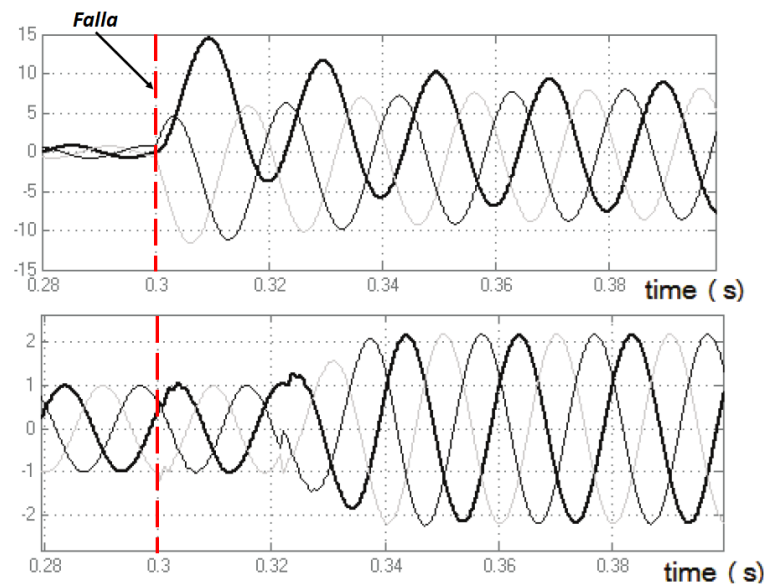


Figura 2.10: Respuesta a fallas para generación síncrona (superior) y en base a convertidores (inferior) [37].

Por otro lado, cuando las TGVCC se conectan en zonas débiles de la red surgen diferentes problemas operacionales. De hecho, debido a la naturaleza de su recurso (viento o luz solar), las zonas en la red donde se conectan estas tecnologías generalmente son débiles ya que se encuentran lejos de generación convencional en zonas remotas con bajos niveles de cortocircuito. En redes débiles, los bajos niveles de cortocircuito causan grandes sensibilidades en la tensión respecto a los flujos de potencia activa y reactiva, es decir, las sensibilidades $\delta V/\delta P$ y $\delta V/\delta Q$ aumentan cuando la red es débil [6]. Esta situación provoca que el sistema sea más propenso a sufrir colapsos de tensión frente a contingencias y a una mala regulación de voltaje.

Adicionalmente, la interacción de los distintos sistemas de control de las TGVCC con las dinámicas rápidas de la red de transmisión, y con los fenómenos electromagnéticos asociados a la dinámica de los transitorios del estator de los GS después de una perturbación, puede llevar a problemas de estabilidad en redes débiles [6]. Por ejemplo, es posible que se genere inestabilidad de modos de control, los cuales pueden provocar oscilaciones de amplitud creciente en el tiempo o mal amortiguadas, producto de pequeñas perturbaciones en el sistema. En [40] se muestra que para el caso de aerogeneradores conectados a una red débil, pueden existir oscilaciones mal amortiguadas, o incluso no amortiguadas, dependiendo de las características de la red en el punto de conexión. Si la conexión es débil (alto valor del cociente entre la reactancia X del aerogenerador y la red), habrá una mayor tendencia a que exista un polo en el semiplano derecho de la función de lazo abierto del sistema, lo que se traduce en un sistema inestable frente a pequeñas perturbaciones. Esta situación también es dependiente de variables como la potencia inyectada por el aerogenerador al sistema, y el retardo asociado al control de corrientes en ejes dq .

En la Figura 2.11 se muestra como varía la magnitud de la tensión en el punto de conexión del aerogenerador frente a una pequeña perturbación en dos casos: cuando la potencia activa inyectada por el aerogenerador es de 1.26 [*p.u.*] y cuando es de 1.27 [*p.u.*]. En el primer caso, se observa que las oscilaciones son bien amortiguadas, mientras que para el segundo, el sistema se vuelve inestable. Por lo tanto, a medida que la potencia activa inyectada por el aerogenerador a la red aumente, el sistema será más propenso a ser inestable (para una reactancia X dada).

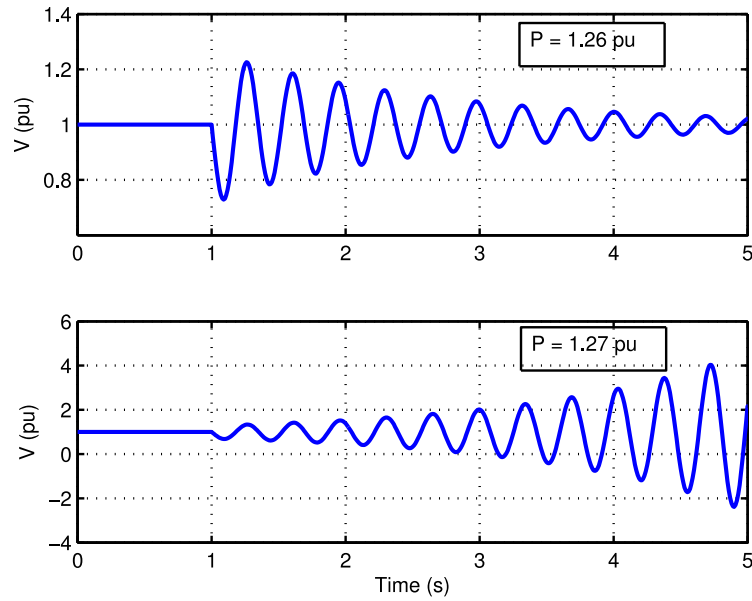


Figura 2.11: Variación de tensión para distintas potencias inyectadas por aerogeneradores en una red débil [38].

Por último, la gran mayoría de las TGVCC existentes usan un PLL¹ para sincronizar el convertidor con la red. El PLL es un componente clave del sistema de control y del convertidor. Se encarga de estimar la tensión y su ángulo en el PCC (punto de conexión común) de manera que el control del convertidor se pueda efectuar de forma sincronizada con la red. Después de ocurrido un cortocircuito cercano al PCC, es posible que el PLL pierda sincronismo con la red [6], [41]. Esto ocurre dado que la tensión puede alcanzar valores lo suficientemente bajos como para que el PLL no sea capaz de estimar adecuadamente el fasor de tensión en el PCC, lo cual sucede con mayor probabilidad en redes débiles [41]. En consecuencia, la fase que estima el PLL no será la correcta respecto a la fase que se tiene realmente en el PCC, lo que implica que el convertidor determinará corrientes de referencia que no son las que se necesitan en el PCC. Lo anterior puede provocar pérdida de estabilidad del SEP [41]. Además, suponiendo que el PLL es capaz de seguir adecuadamente la tensión en el PCC durante un cortocircuito, podría existir inestabilidad debido a la limitación física en las corrientes que puede inyectar el convertidor [42]. En redes débiles, la función del PLL se vuelve crítica ya que se hace más difícil recuperar el sincronismo con el sistema luego de una gran perturbación [6]. De hecho, la mayoría de las normas técnicas exigen que las TGVCC no se desconecten y al mismo tiempo inyecten corrientes reactivas a la red durante cortocircuitos. Sin embargo, caídas importantes de tensión (del orden de 90 % del valor nominal) pueden provocar fácilmente que las TGVCC pierdan sincronismo con el resto del sistema [41–43].

¹Por su sigla en inglés *Phase Locked Loop*.

2.2.1. Conclusiones

La alta penetración de las TGVCC provoca que los niveles de cortocircuito, y por ende, la robustez de los SEP, disminuya. Esto afecta principalmente a las tensiones de la red, además de generar otros tipos de problemas como oscilaciones no deseadas producto de modos de control (asociado a los convertidores) y pérdida de estabilidad asociada a los PLL de las TGVCC.

Si bien las soluciones a estos problemas dependen de la naturaleza de cada uno de ellos, en general es posible mitigarlos mediante el uso de compensación reactiva (condensadores síncronos), y/o equipos FACTS adecuados, cambios en los esquemas de control asociados a las TGVCC, uso de equipos BESS para mejorar los perfiles de tensión, y refuerzos a nivel de transmisión que apunten a elevar los niveles de cortocircuito en las zonas débiles de la red [6].

En el contexto de la planificación de los SEP, dado los problemas de estabilidad que pueden provocar los bajos niveles de cortocircuito en zonas con altos niveles de TGVCC, se vuelve necesario el uso de modelos de planificación que consideren criterios de robustez sencillos que aseguren la correcta operación de los SEP en el contexto de la estabilidad.

2.3. Contribución de los BESS durante los cortocircuitos en los SEP

Los BESS son equipos de almacenamiento de respuesta rápida que pueden otorgar una mayor flexibilidad a la regulación de voltaje y frecuencia de los SEP [13]. Pueden entregar servicios de reserva en giro, nivelamiento de carga y participación en el mercado de servicios complementarios [44], [45]. Los BESS también pueden ayudar a mejorar la estabilidad de los SEP debido a sus características técnicas, en particular gracias a las capacidades de control de los equipos de electrónica de potencia como los inversores mediante los cuales se conectan a la red. Estos últimos poseen rápidos tiempos de respuesta, lo cual permite que los BESS actúen rápidamente, incluso antes que los GS en caso de contingencias. De esta manera, los BESS pueden apoyar de manera significativa al mejoramiento de la estabilidad de frecuencia mediante la emulación de inercia virtual [46], o inyectando rápidamente potencia activa o reactiva durante desbalances de carga o cortocircuitos respectivamente [14].

Para evaluar la contribución que un equipo BESS podría entregar para la restauración del voltaje durante un cortocircuito trifásico, se asume que existe un control que realiza inyección de corrientes reactivas durante la falla. Para esto se considera el circuito de la Figura 2.12 que muestra el equivalente de Thévenin de la red vista desde el punto donde ocurre la falla, junto a un equipo BESS en una barra cercana. Este análisis se realizó en [43] para evaluar la contribución a la recuperación de voltaje de un parque eólico producto de su inyección de corriente al sistema. Sin embargo, la lógica es análoga para

un equipo BESS.

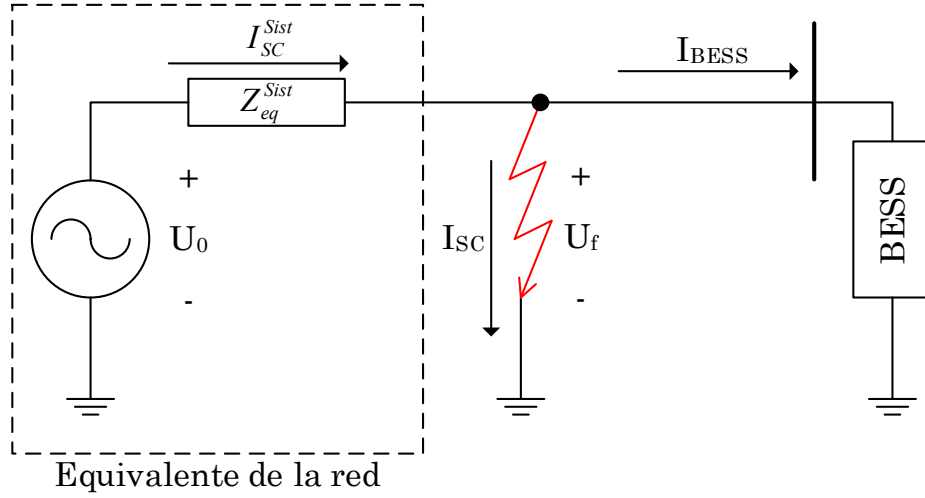


Figura 2.12: Sistema equivalente en caso de cortocircuito trifásico.

En la Figura 2.12 se tiene un caso simple donde se muestra un cortocircuito trifásico a tierra, con un sistema equivalente visto desde el punto de falla y un equipo BESS conectado a una barra cercana [29], [43]. A partir de dicha figura, se pueden plantear las siguientes ecuaciones:

$$\tilde{U}_0 - \tilde{U}_f = \tilde{I}_{SC}^{Sist} \cdot \tilde{Z}_{eq}^{Sist} \quad (2.35)$$

$$\tilde{U}_f = \tilde{I}_{SC} \cdot \tilde{Z}_f \quad (2.36)$$

$$\tilde{I}_{SC} = \tilde{I}_{SC}^{Sist} - \tilde{I}_{BESS} \quad (2.37)$$

Donde:

- \tilde{U}_0 corresponde al voltaje de la fuente equivalente del sistema
- \tilde{U}_f corresponde al voltaje en el punto de la falla cuando hay soporte de voltaje mediante inyección de corriente por parte del equipo BESS
- \tilde{Z}_{eq}^{Sist} corresponde a la impedancia de cortocircuito equivalente del sistema
- \tilde{Z}_f corresponde a la impedancia de la falla trifásica a tierra
- \tilde{I}_{BESS} corresponde a la inyección de corriente del equipo BESS
- \tilde{I}_{SC}^{Sist} corresponde a la inyección de corriente de cortocircuito del sistema al punto de la falla
- \tilde{I}_{SC} corresponde a la corriente de cortocircuito en el punto de la falla

Mediante las ecuaciones (2.36) y (2.37) se obtiene:

$$\tilde{U}_f = (\tilde{I}_{SC}^{Sist} - \tilde{I}_{BESS}) \cdot \tilde{Z}_f \implies \tilde{I}_{SC}^{Sist} = \frac{\tilde{U}_f}{\tilde{Z}_f} + \tilde{I}_{BESS} \quad (2.38)$$

Reemplazando este valor de \tilde{I}_{SC}^{Sist} en (2.35) se llega a:

$$\tilde{U}_f = \tilde{U}_0 - \tilde{Z}_{eq}^{Sist} \cdot \left(\frac{\tilde{U}_f}{\tilde{Z}_f} + \tilde{I}_{BESS} \right) \quad (2.39)$$

A partir de (2.39) es posible despejar \tilde{U}_f en función de los demás parámetros:

$$\implies \tilde{U}_f = \tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} - \tilde{I}_{BESS} \cdot \tilde{Z}_f \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} \quad (2.40)$$

En base a la expresión anterior, se define el coeficiente η que representa el aumento del voltaje en el punto de la falla debido al aporte de corriente reactiva de los BESS en relación al caso base, es decir, al caso en que no existe apoyo del BESS:

$$\eta = \frac{\tilde{U}_f}{\tilde{U}_{f0}} \quad (2.41)$$

Donde

- \tilde{U}_f corresponde al voltaje en el punto de falla considerando la contribución del equipo BESS
- \tilde{U}_{f0} corresponde al voltaje en el punto de falla sin equipo BESS (caso base)

Dado que \tilde{U}_{f0} corresponde al voltaje en el punto de falla en el caso en que el equipo BESS no contribuye a la falla, es decir cuando, $\tilde{I}_{BESS} = 0$, de la ecuación (2.40) resulta que \tilde{U}_{f0} se escribe como:

$$\tilde{U}_{f0} = \tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} \quad (2.42)$$

Combinando las ecuaciones (2.40), (2.41) y (2.42) se obtiene la siguiente expresión para η :

$$\eta = \left(\tilde{U}_0 \cdot \frac{\tilde{Z}_f}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} - \tilde{I}_{BESS} \cdot \tilde{Z}_f \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}} \right) \cdot \left(\frac{1}{\tilde{U}_0} \cdot \frac{\tilde{Z}_f + \tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{Z}_f} \right) \quad (2.43)$$

$$\implies \eta = 1 - \tilde{I}_{BESS} \cdot \frac{\tilde{Z}_{eq}^{Sist}}{\tilde{U}_0} \iff \eta = 1 - \frac{\tilde{I}_{BESS}}{\tilde{I}_{SC}^{Sist}} \quad (2.44)$$

Considerando coordenadas polares para los fasores:

$$\tilde{I}_{BESS} = I_{BESS} \cdot e^{j\phi} \quad (2.45)$$

$$\tilde{Z}_{eq}^{Sist} = Z_{eq}^{Sist} \cdot e^{j\theta} \quad (2.46)$$

$$\tilde{U}_0 = U_0 \cdot e^{j\theta_0} \quad (2.47)$$

La ecuación (2.44) queda como:

$$\eta = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi+\theta-\theta_0)} \quad (2.48)$$

En el caso particular en el que la impedancia de falla \tilde{Z}_f y la impedancia equivalente de la red \tilde{Z}_{eq}^{Sist} tengan la misma fase, se tiene que $\theta_0 = 0$, lo cual permite expresar la ecuación (2.48) de la siguiente forma:

$$\eta = 1 - \frac{I_{BESS}}{I_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi+\theta)} \quad (2.49)$$

Considerando que las magnitudes I_{BESS} y I_{SC}^{Sist} se mantienen constantes, es claro que si $\phi + \theta = \pi$, entonces se tiene que el valor de η es máximo puesto que $e^{j(\phi+\theta)} = -1$. Por el contrario, η es mínimo cuando $\phi + \theta = 0$ ya que $e^{j(\phi+\theta)} = 1$. De esta forma se puede concluir que el desfase óptimo ϕ_{opt} de la corriente inyectada por el equipo BESS para aumentar el voltaje en el punto de falla viene dado por:

$$\phi_{opt} = \pi - \theta \text{ [rad]} \quad (2.50)$$

Se sabe que en redes de alta tensión, la componente resistiva de la impedancia de las líneas de transmisión es despreciable frente a la componente reactiva ($R \ll X$), por lo que se cumple que $\theta \approx \pi/2$ [rad], de manera que el ángulo óptimo para la compensación de la caída de voltaje durante un cortocircuito trifásico es de $\phi_{opt} \approx \pi/2$ [rad] según la ecuación (2.50). Además, la ecuación (2.49) se puede expresar en términos de la potencia nominal del equipo BESS de acuerdo a [43]:

$$\eta = 1 - i_{BESS} \cdot \frac{S_{BESS}}{S_{SC}^{Sist}} \cdot e^{j(\phi+\theta)} \quad (2.51)$$

Donde:

- S_{BESS} corresponde a la potencia aparente nominal del equipo BESS
- S_{SC}^{Sist} corresponde a la potencia de cortocircuito de la red equivalente
- i_{BESS} es la corriente del equipo BESS en por unidad en base propia.

A partir de la ecuación (2.51) es claro que mientras mayor sea la capacidad del equipo BESS en relación con la potencia de cortocircuito del SEP en su punto de conexión, mayor va a ser el aumento del voltaje en comparación con el caso base sin BESS.

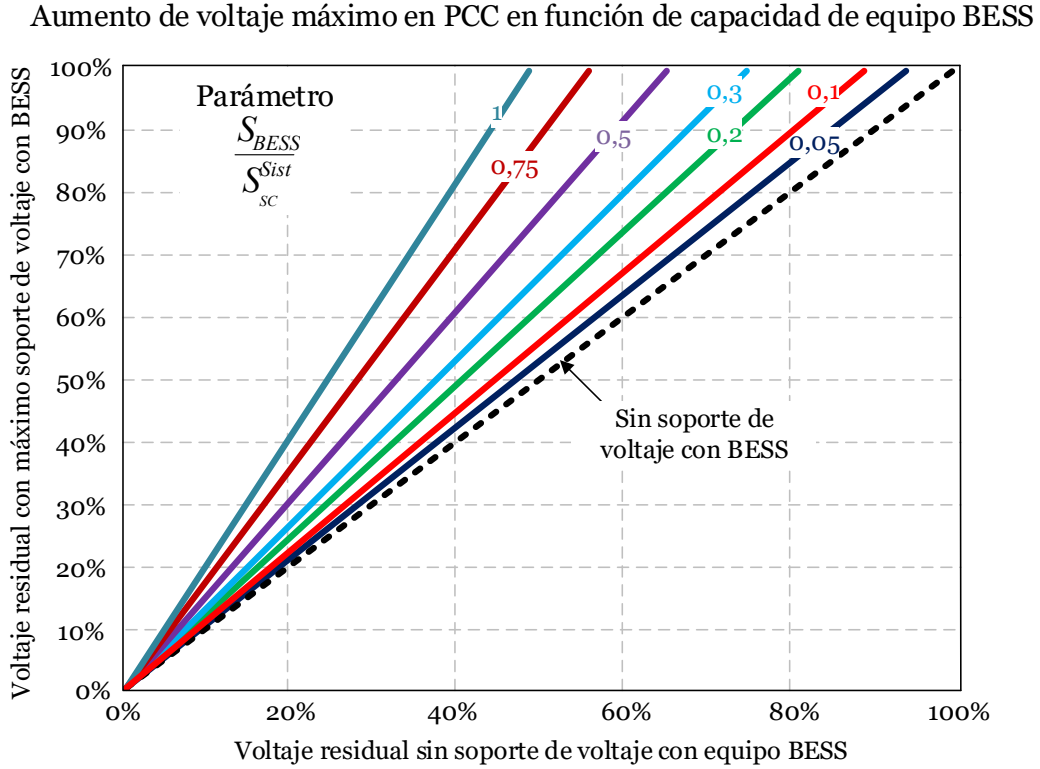


Figura 2.13: Aumento de voltaje en función de la lejanía de la falla para diferentes niveles de potencia de cortocircuito.

En la Figura 2.13 se grafica el máximo incremento de voltaje que se puede lograr en el PCC gracias al aporte de corriente reactiva del equipo BESS en función de su cercanía a la falla. Se asume arbitrariamente que el equipo BESS se encuentra entregando el máximo aporte al voltaje, es decir, una inyección de corriente de 1 [p.u.] con un desfase de $\phi_{opt} = \pi - \theta$ [rad] [29], [43]. De esta manera, la ecuación (2.51) se puede escribir como:

$$\eta = 1 + \frac{S_{BESS}}{S_{SC}^{Sist}} \quad (2.52)$$

El parámetro que se modifica en la ecuación (2.52) corresponde a la relación S_{BESS}/S_{SC}^{Sist} , es decir, la capacidad del equipo BESS en comparación con la potencia de cortocircuito de la red en el PCC.

Como se puede observar en la Figura 2.13, mientras más cercana sea la falla a la barra de conexión del BESS, mayor será la caída de voltaje y por lo tanto menor será el efecto positivo de las baterías. Por ejemplo, si el voltaje residual es del orden de 0.2 [p.u.] o menor (lo que significa que el cortocircuito trifásico es cercano a la barra donde está conectado el BESS), el aumento de la tensión gracias al aporte del BESS es marginal, independiente de cual sea el valor de S_{BESS}/S_{SC}^{Sist} . Esto se traduce en que, para fallas cercanas al punto de conexión de los BESS, el aumento de la tensión que estos generan inyectando corrientes reactivas es despreciable.

Además, a partir de la Figura 2.13 se puede notar que para un valor de $S_{BESS}/S_{SC}^{Sist} = 1$ (la capacidad instalada de baterías es igual a la potencia de cortocircuito del sistema en el punto de conexión), se obtiene un $\eta = 2$, lo que significa que es posible aumentar la tensión residual al doble respecto a cuando no se tienen equipos BESS apoyando la estabilidad. Por ejemplo, si la tensión residual que se alcanza cuando no hay soporte de voltaje de los BESS es de un 40 %, al considerar apoyo de los BESS la tensión residual que se alcanzaría es de un 80 %. Por el contrario, para un valor de $S_{BESS}/S_{SC}^{Sist} = 0.5$, solo es posible elevar la tensión residual hasta un 60 %, lo que corresponde a solo un 20 % mayor respecto al caso sin equipos BESS.

2.3.1. Conclusiones

Bajo un modelo sencillo para evaluar un cortocircuito trifásico en un sistema que considere equipos BESS, se han obtenido relaciones que permiten concluir que mientras menos robusta sea la barra de conexión del BESS, y por lo tanto exista un menor valor de potencia de cortocircuito en ese punto, mayor va a ser el aumento en el voltaje que se puede lograr durante fallas gracias a las inyecciones de corrientes reactivas por parte del BESS, es decir, la contribución de estos equipos es más significativa en redes débiles. Esto siempre y cuando las fallas no sean cercanas al punto de conexión de las baterías, en cuyo caso el aporte al mejoramiento de la recuperación del nivel de tensión es bajo, sin importar el nivel de robustez en el PCC.

2.4. Beneficios de equipos BESS para apoyar la estabilidad de los SEP

Los BESS pueden aportar a la estabilidad de los SEP desde distintos enfoques. Su capacidad de inyectar o consumir potencia reactiva rápidamente los habilita para ejecutar regulación de tensión en el nodo donde se encuentran conectados y también ayudar en la restauración de los niveles de tensión de la red posterior a una contingencia. Por otra parte, el rápido cambio en la consigna de potencia activa que presentan los BESS los habilita para desempeñar tareas de regulación de frecuencia [13], [14]. En respuesta a los nuevos desafíos de estabilidad introducidos por grandes cantidades de TGVCC en los SEP, estudios recientes han comenzado a evaluar el uso de BESS para mejorar la estabilidad

de los SEP como una alternativa adicional a los enfoques tradicionales. Con este fin, la mayoría de los trabajos se han centrado en desarrollar nuevas estrategias de control para BESS.

En [13] se presenta una estrategia de control no lineal y pasiva para un SEP multi-máquina para mejorar la estabilidad transitoria y proporcionar regulación de voltaje. El esquema de control se evaluó en un sistema simple de dos áreas con 11 barras, 2 GS, 2 aerogeneradores y una unidad BESS ubicada entre ambas áreas, tal como se muestra en la Figura 2.14. Se estudia el desempeño del SEP en los casos de un cortocircuito trifásico en la barra 9 y una caída intempestiva de un 50% de la carga en la barra 7.

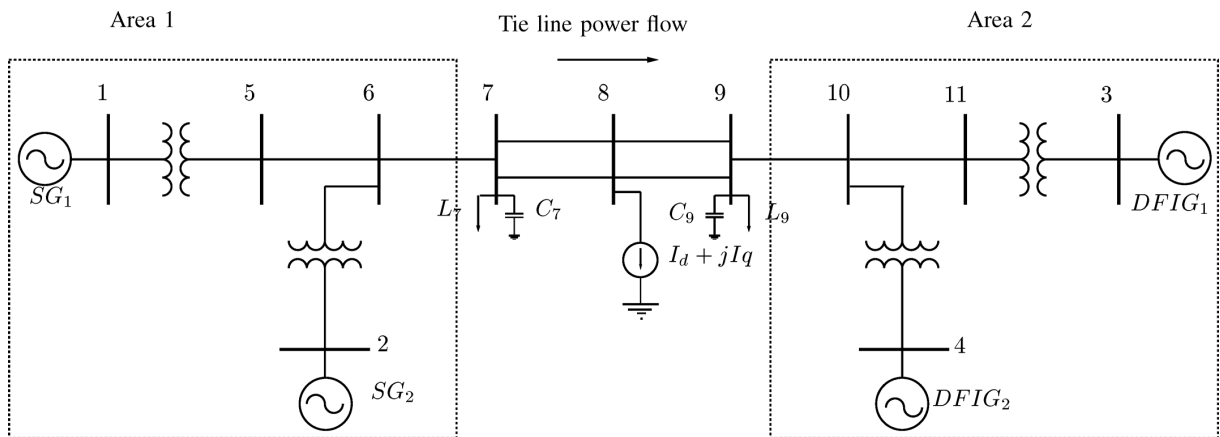


Figura 2.14: Sistema estudiado en [13].

Los resultados de este estudio muestran que la integración del equipo BESS mediante el método de control propuesto proporciona un amortiguamiento adicional al sistema, en comparación con otros controladores lineales y no lineales existentes en la literatura.

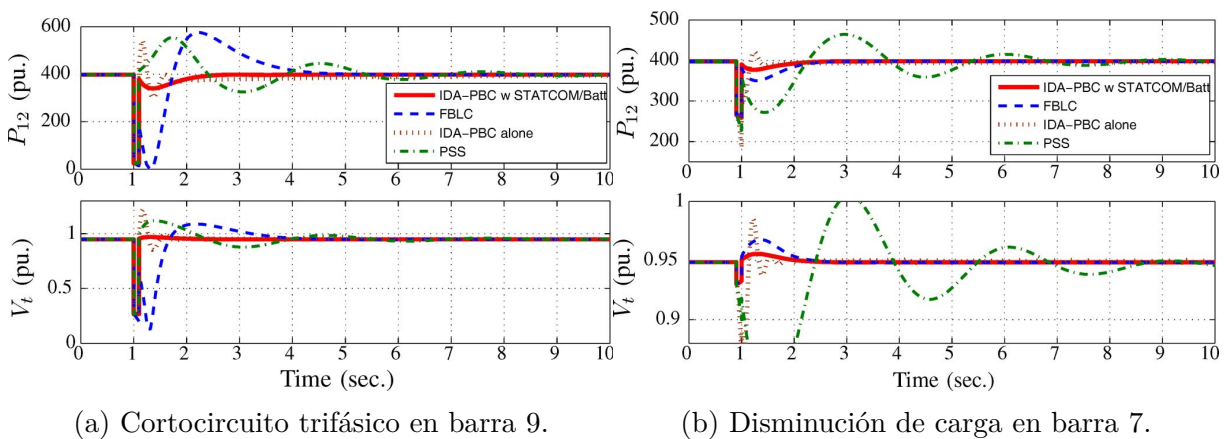


Figura 2.15: Principales resultados en [13].

La Figura 2.15 muestra los resultados para el cortocircuito y la disminución de la demanda (Figuras 2.15a y 2.15b respectivamente), donde la curva roja (IDA-PBC w

STATCOM/Batt) muestra el desempeño del controlador propuesto con sistema de almacenamiento y las demás curvas muestran el comportamiento de las variables considerando otros controladores. En la Figura 2.15a se puede observar comparativamente como el sistema de almacenamiento permite que el sistema retorne de forma rápida y amortiguada a la consigna de tensión y potencia de transferencia entre áreas. En la Figura 2.15b se observa como el sistema de almacenamiento provee amortiguamiento al momento de disminuir intempestivamente la demanda en la barra 7, mejorando el desempeño dinámico del sistema.

En [26] los autores proponen un esquema de control para los BESS utilizando información de *wide-area* para mejorar la estabilidad transitoria del sistema. En este caso, se define un esquema de control estabilizador para modificar las inyecciones de potencia del BESS de acuerdo con variaciones en la velocidad del rotor de una máquina “crítica” del sistema, que en este caso se define como aquella con mayor energía cinética. El esquema de control se estudió en un sistema IEEE RTS-24 modificado. Para evaluar los beneficios del controlador del BESS, se realizaron dos casos de estudio: en el primero, se instalaron dos BESS (con capacidad de 100 [MVA]) en dos barras dadas y en el segundo, diez módulos BESS (cada uno con capacidad de 20 [MVA]) que se distribuyeron en la red. Los resultados para el primer caso se muestran en las Figura 2.16a y 2.16b, las cuales describen la evolución del ángulo de los GS del sistema frente a un cortocircuito trifásico despejado tras 0.27 segundos de ocurrida la falla, con y sin equipos BESS respectivamente. Se observa que sin el aporte del BESS, los generadores 24 y 29 pierden sincronismo con el resto de las máquinas del sistema (lo que implica una condición de inestabilidad), lo que no ocurre con el aporte de los BESS durante la falla. Para el segundo caso (10 módulos BESS), también se obtienen resultados similares en términos de estabilidad transitoria.

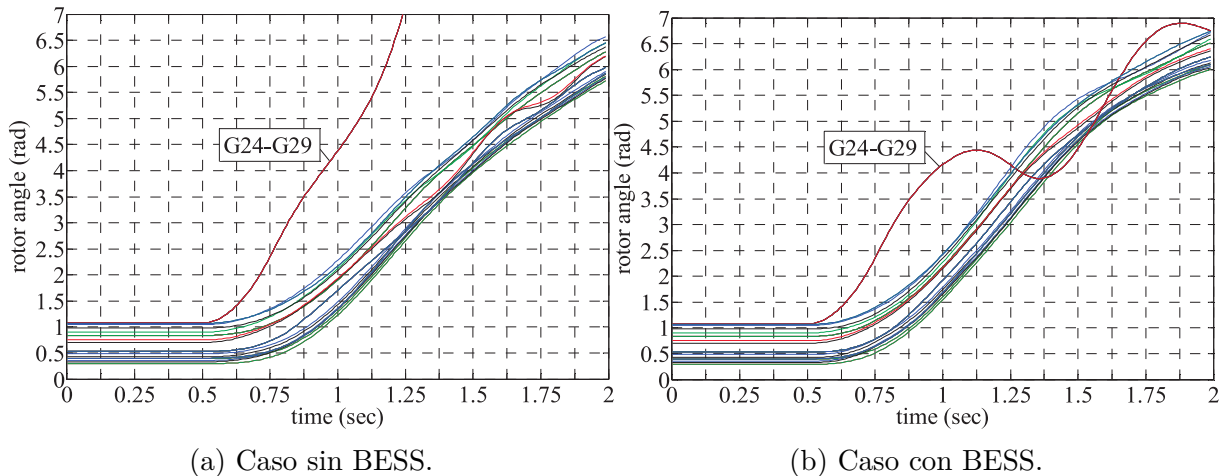


Figura 2.16: Respuesta transitoria del sistema frente a cortocircuito trifásico considerando 2 BESS [24].

En [27] se propone un esquema de control similar para equipos BESS de forma de mejorar la estabilidad de ángulo y de voltaje. En este estudio se implementan esquemas de control independientes para las inyecciones de potencia activa y reactiva de los BESS,

en función de mediciones de las velocidades de giro y voltajes internos de todos los GS mediante sistemas de medición en línea en base a PMU².

En este caso, el controlador observa el voltaje interno y la velocidad del rotor de los generadores. En este trabajo se llevaron a cabo ejemplos numéricos utilizando un sistema multimáquina de prueba con 10 barras, considerando siete módulos BESS distribuidos en siete barras de carga. La red en estudio se muestra en la Figura 2.17:

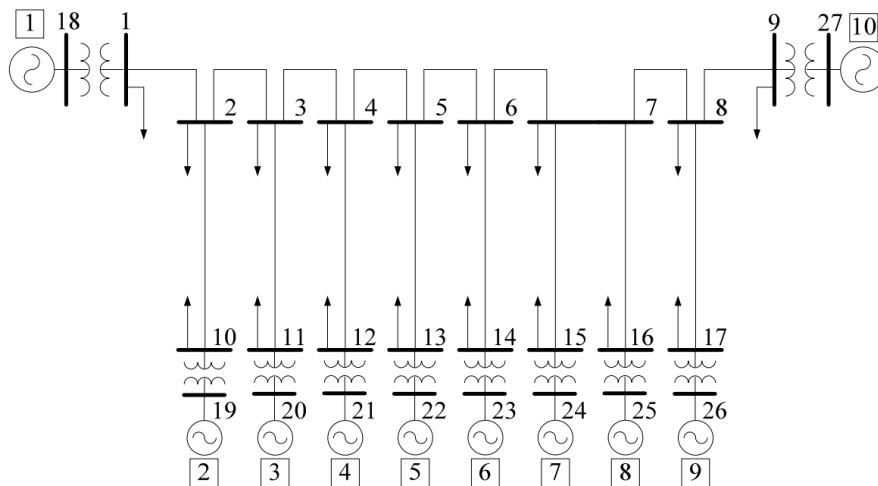


Figura 2.17: Red bajo estudio en [25].

Para este caso se realizaron simulaciones dinámicas de cortocircuitos trifásicos en la red de transmisión, con diferentes porcentajes de potencia instalada de equipos BESS en relación con la capacidad instalada de generación, asumiendo que los BESS se ubican en las barras 2 a la 8. En la Figura 2.18 se muestran los resultados de las tensiones en los casos con y sin BESS:

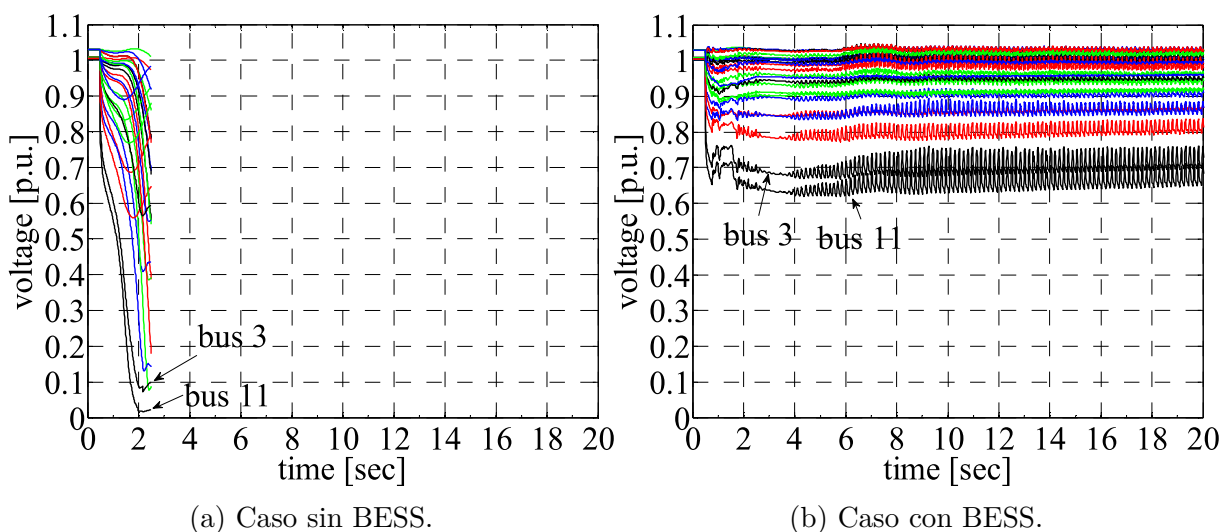


Figura 2.18: Respuesta de la tensión en barras del sistema frente a falla [25].

²Por su sigla en inglés *Phasor Measurement Unit*.

Como se observa en la Figura 2.18, la presencia de equipos BESS con esquemas de control independientes para la potencia activa y reactiva permite evitar un colapso de tensión en el sistema eléctrico, gracias a sus rápidos tiempos de acción. Sin embargo, también se observan fluctuaciones importantes en la tensión cuando se tienen las acciones de control de los BESS. Esto se puede corregir ajustando adecuadamente la ganancia del sistema de control de estabilización del BESS. El resto de los resultados muestran que, al usar el esquema de control propuesto, los BESS pueden mejorar tanto la estabilidad de ángulo como la de tensión a corto plazo.

En [47] se presenta un controlador no lineal basado en *Lyapunov* para un STATCOM integrado con un equipo BESS. Al igual que en los trabajos anteriores, el control de potencia activa y reactiva es realizado de manera independiente. El controlador se estudió en un sistema IEEE de 14 barras modificado con una unidad BESS ubicada en una barra determinada. Los resultados muestran que el BESS mejora las respuestas de la velocidad del rotor del generador y de voltaje, que son significativamente más amortiguadas, lo que mejora la respuesta transitoria del sistema en general.

En [48] se propone un esquema de control de potencia reactiva en equipos BESS de acuerdo a un indicador de estabilidad de tensión basado en las curvas $P - V$ y $Q - V$. En este trabajo se estudia el esquema propuesto en el sistema IEEE de 5 barras, donde se consideran equipos BESS en las barras con carga. Los resultados muestran que es posible mejorar la estabilidad de voltaje controlando la potencia reactiva del BESS basándose en los indicadores de límite de estabilidad de voltaje cuando se va incrementando la potencia activa consumida por las cargas.

2.4.1. Conclusiones

De acuerdo a la revisión realizada, es posible concluir que la mayoría de los trabajos que buscan mejorar la estabilidad de los SEP mediante equipos BESS proponen nuevas estrategias de control, las cuales aprovechan las características clave de estos equipos: rápida respuesta de los convertidores con los cuales se conectan al resto del sistema (de manera que se tienen tiempos de respuesta menores en comparación a los proporcionados por los GS), y el hecho de que es posible controlar la inyección de potencia activa y reactiva de forma independiente, lo que permite implementar esquemas de control específicamente diseñados para mejorar la estabilidad del sistema. Sin embargo, ninguno de los trabajos propone algún modelo de optimización donde se aprovechen estas características para lograr una mejora en la estabilidad de los SEP mediante la localización óptima de BESS. Si bien en [24] se plantea un modelo para la localización óptima de equipos BESS que apoyan la estabilidad del sistema, el modelo propuesto dimensiona la capacidad de dichos equipos, es decir, se asume que la cantidad de módulos BESS a localizar es un dato de entrada del modelo. En definitiva, en el marco de la planificación de los SEP falta investigación en relación a la localización y dimensionamiento óptimo de BESS para el mejoramiento de la estabilidad de los SEP.

2.5. Esquema de control en BESS para apoyar la estabilidad en SEP

Durante contingencias como cortocircuitos en la red, los equipos BESS no tienen la obligación de permanecer conectados, por lo que pueden desconectarse para evitar sufrir daños. Sin embargo, en la actualidad existen requerimientos que exigen que equipos de conversión como centrales eólicas y fotovoltaicas se mantengan conectados durante fallas, lo que se conoce como requerimientos de *Fault Ride Through* (FRT). En este contexto, tiene sentido pensar que en el futuro se desarrollen servicios complementarios que permitan que los equipos BESS presten soporte de voltaje durante contingencias para ayudar a la estabilidad de los sistemas eléctricos. En este caso una posibilidad es que los mismos requerimientos de FRT para centrales ERNC se apliquen como opción del tipo servicio complementario para los sistemas de almacenamiento que deseen participar en dicho mercado.

Con respecto a la inyección de corrientes reactivas, el código alemán [49] señala que las unidades generadoras deben contribuir al sistema con una inyección de corriente reactiva adicional de acuerdo a lo mostrado en la Figura 2.19:

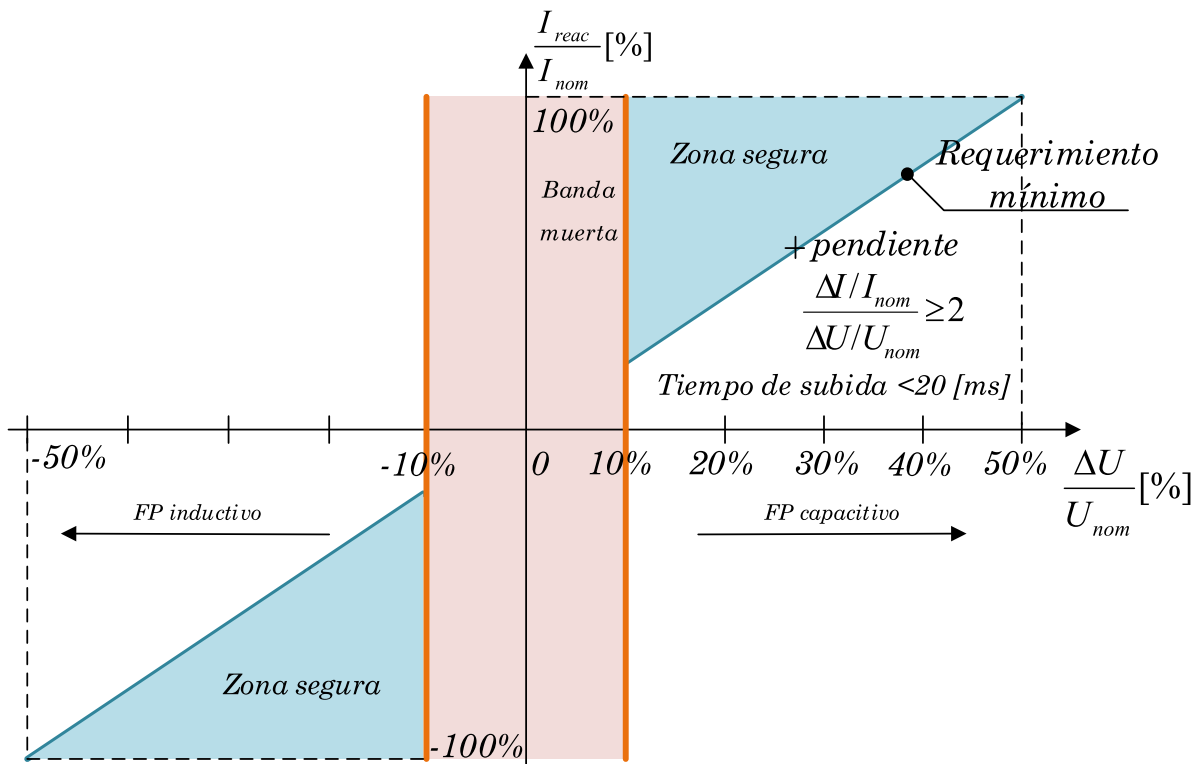


Figura 2.19: Requerimientos de soporte de voltaje durante fallas [27], [47].

De la figura anterior se observa que los requerimientos durante cortocircuitos del código alemán priorizan la inyección de corriente reactiva durante variaciones de tensión importantes. Dado que los convertidores son particularmente sensibles a las sobrecorrien-

tes, pudiendo soportar hasta un 20% por sobre el valor nominal, un esquema de control adicional debe encargarse de cumplir los requerimientos de soporte de voltaje durante fallas mostrados en la Figura 2.19. Este control debe priorizar la corriente reactiva por sobre la activa y asegurarse de mantener el módulo de la corriente inyectada total por debajo del 120% del valor nominal. En lo que sigue se describe un esquema de control que permite esto.

Para poder contribuir a la estabilidad de voltaje durante fallas, se tienen numerosos trabajos orientados a nuevas estrategias de control en sistemas fotovoltaicos conectados mediante convertidores [50–52]. A pesar de que aún no hay trabajos de esquemas de control de FRT para equipos BESS, los trabajos para plantas fotovoltaicas son un ejemplo análogo de las estrategias que se podrían implementar en BESS para poder prestar soporte de voltaje durante contingencias.

En primer lugar, se debe implementar un lazo de control que defina la inyección de corriente reactiva de acuerdo con los requerimientos de soporte de voltaje especificados. Durante fallas, el lazo de control de potencia reactiva asociado a la operación normal, deja de estar operativo y entra en operación este nuevo esquema de control. En el caso del código alemán (Figura 2.19) se tiene que la función que caracteriza la inyección de corriente reactiva en función del voltaje en el PCC queda definida de acuerdo con la siguiente ecuación [52]:

$$i_q^{ref} = K \cdot |\Delta V_{PCC}| \cdot i_n \quad \text{si} \quad |\Delta V_{PCC}| \geq 10\% \quad (2.53)$$

Con $K \geq 2$, que corresponde a la pendiente de la recta que caracteriza la inyección de corrientes reactivas durante fallas.

Considerando una contribución de corriente reactiva durante fallas tanto simétricas como asimétricas, se deben realizar mediciones de los voltajes en todas las fases y tomar el que tenga la mayor variación respecto al voltaje nominal de operación para ejercer la acción de control.

Las caídas bruscas de tensión que experimenta el sistema producto de fallas en transmisión producen un aumento de las corrientes. En el caso del convertidor, para mantener la inyección de potencia activa definida durante operación normal, este intentará aumentar la inyección de corriente i_d . Además de esto, también va a aumentar la inyección de corriente i_q de acuerdo con el control de capacidad FRT. Para evitar una desconexión producto de sobrecorrientes en el lado AC del convertidor, es necesario limitar la inyección de i_d para así privilegiar el soporte de voltaje durante la falla. De esta forma, durante la falla la corriente activa se debe limitar para que la magnitud de la corriente total no sobrepase el umbral de 1,2 veces su valor nominal, de acuerdo con la siguiente fórmula:

$$i_d^{ref} \leq \sqrt{1.2^2 - i_q^{ref^2}} \quad (2.54)$$

Considerando lo anterior, el lazo de control resultante que se debe activar durante fallas

es el siguiente:

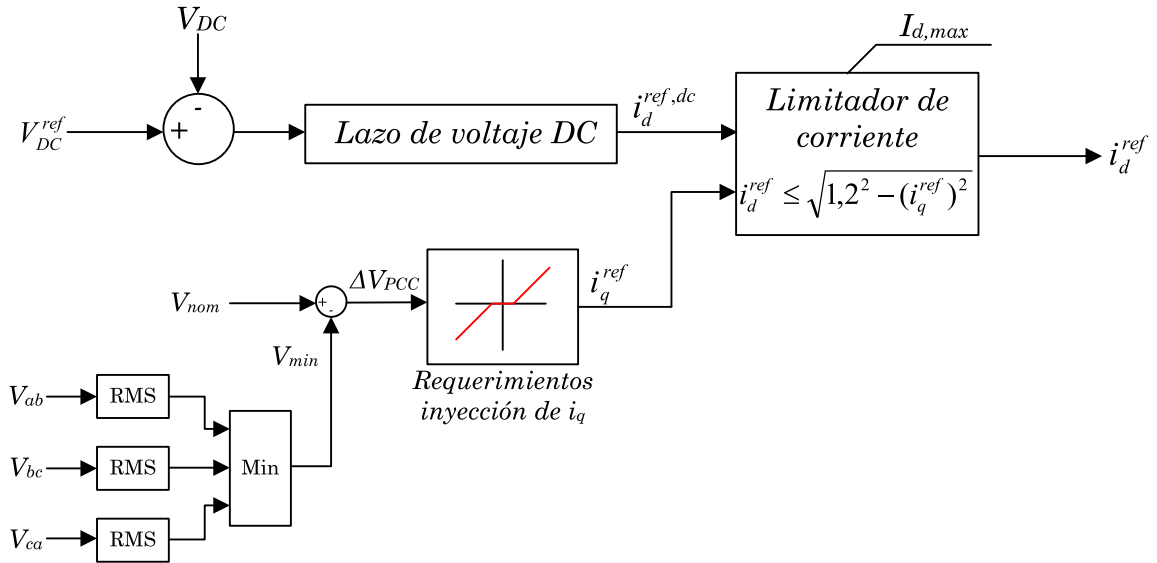


Figura 2.20: Lazo de control de requerimientos de FRT para referencia de corriente reactiva [27], [50].

En el caso de que el equipo BESS priorice totalmente la inyección de potencia reactiva durante fallas cercanas y profundas al PCC, no se va a inyectar potencia activa a la red. En este escenario, las baterías se deben encargar de regular el voltaje del condensador del *link* dc V_{dc} cargando y descargándolo de forma tal que se mantenga dentro de los límites operacionales. En este proceso, si bien las baterías inyectan o consumen potencia activa de forma instantánea al cargar y descargar el condensador, si se considera que las pérdidas de potencia del circuito son despreciables, entonces el equipo BESS en promedio no observa una variación de su estado de carga.

En el trabajo desarrollado en esta tesis se considera que los equipos BESS son capaces cumplir con los requerimientos de FRT similares a los que se definen en el código alemán, de acuerdo con las estrategias de control ya descritas.

2.6. Planificación de la transmisión en los SEP

El objetivo principal de la planificación de la expansión de la transmisión (TEP³) es definir cuándo, dónde y cuáles líneas nuevas (y subestaciones) deben instalarse en la red para garantizar un nivel adecuado de suministro de energía a los clientes, teniendo en cuenta el crecimiento de la demanda prevista, criterios de confiabilidad y nuevos genera-

³Por su sigla en inglés *Transmission Expansion Planning*.

dores, minimizando los costos de inversión, operación e interrupción (costo de energía no suministrada) del SEP [53].

La planificación de la transmisión se puede clasificar como estática o dinámica según el período de estudio [54]. En la planificación estática (o de una etapa), el planificador busca el plan de expansión óptimo considerando generalmente un solo año en el horizonte de planificación, es decir, el planificador tiene que responder solo a las preguntas “qué” instalaciones de transmisión deben agregarse a la red y “dónde” deben instalarse al final del periodo [55]. Por otro lado, en la planificación dinámica (o de múltiples etapas) se debe encontrar una estrategia óptima para un período de planificación de varios años. En otras palabras, el planificador, además de obtener la ubicación y el tamaño de las nuevas instalaciones de transmisión, tiene que responder el momento en que se deben realizar las inversiones en el horizonte de planificación. Este problema es muy complejo, ya que tiene en cuenta no solo el tamaño y la ubicación de las nuevas instalaciones, sino también el tiempo en que se realizan dichas instalaciones. El problema puede resultar en un gran número de variables, restricciones y requerir enormes esfuerzos computacionales para obtener la solución óptima, especialmente cuando se trata de SEP reales [56], [57].

Además, la TEP también puede clasificarse según dos categorías dependiendo de la forma que se trate la incertidumbre: enfoques deterministas y no deterministas o estocásticos. En los enfoques deterministas, el plan de expansión está diseñado solo para los escenarios considerados creíbles (típicamente los peores) del SEP sin considerar la probabilidad de ocurrencia (la cual se asume usualmente igual a 1), es decir, no se considera incertidumbre respecto a escenarios futuros de demanda y/o generación (por ejemplo). En los enfoques estocásticos, el plan de expansión es diseñado considerando todos (o una gran cantidad) los casos posibles que pueden ocurrir en el futuro mediante la probabilidad de que ocurran. Los enfoques estocásticos tienen en cuenta la experiencia pasada y las expectativas futuras respecto a las variables involucradas [56]. En este contexto, una de las maneras de enfrentar TEP con incertidumbre, es mediante optimización robusta. Este enfoque se encarga de describir la incertidumbre mediante “conjuntos de robustez”. Estos conjuntos están destinados a representar una gama de posibles resultados en el peor de los casos para su uso en la planificación de la transmisión. De esta manera, es posible asegurar que el sistema de transmisión futuro pueda soportar la peor condición de operación posible [58].

Uno de los planteamientos más comunes para resolver el problema de la TEP, consiste en minimizar una función objetivo dada por el costo de operación y mantenimiento, el costo de inversión de nuevas instalaciones y el costo de la energía no suministrada. Este problema, además, está sujeto a diferentes restricciones asociadas a las características técnicas de los equipos involucrados, como también considerar criterios de seguridad (estática), como el criterio $N - 1$, lo que significa que el sistema debe seguir abasteciendo la demanda aunque haya ocurrido una contingencia simple que desconecte algún equipo de la red [59].

En su forma más sencilla, la función objetivo que se debe resolver en TEP (estático, determinista y sin costo de falla) es [59]:

$$\min_{P_{pg}, T_b} \left(\sum_{p=1}^{np} \tau_p \sum_{g=1}^{ng} C_g P_{pg} + \sum_{b=1}^{nl} k_b l_b T_b \right) \quad (2.55)$$

Donde:

- np es el número de periodos
- ng es el número de generadores
- nl es el número de líneas de transmisión
- τ_p es la duración del periodo p
- C_g es el costo de operación del generador g
- P_{gp} es el despacho del generador g durante el periodo p
- T_b es la capacidad de la línea b
- k_b es el costo de inversión anualizado para la línea b
- l_b es el largo de la línea b

Dado que este problema cubre varios periodos en un año, se deben satisfacer las ecuaciones de flujo de potencia y los límites de las líneas en cada uno de esos periodos p . De esta manera, considerando flujos DC y despreciando pérdidas, las restricciones son [59]:

$$\begin{aligned} A^0 F_p^0 - P_p + D_p &= 0 \\ F_p^0 &= H^0 (P_p - D_p) \\ F_p^0 - T &\leq 0 \\ -F_p^0 - T &\leq 0 \\ 0 &\leq P_p \leq P_{max} \end{aligned} \quad (2.56)$$

Donde:

- A^0 es la matriz de incidencia nodo-rama para el sistema sin contingencia
- H^0 es la matriz de sensibilidad de flujo para el sistema sin contingencia
- F_p^0 es el vector de flujos para el sistema sin contingencia durante el periodo p
- D_p es el vector de demanda nodal en el periodo p
- P_p es el vector de generación nodal para el periodo p
- T es el vector con la capacidad de las líneas b ($T > 0$)
- P_{max} es el vector de la generación nodal máxima

Las primeras dos ecuaciones son derivadas de la leyes de corriente y de voltaje de Kirchhoff respectivamente.

Además, este mismo conjunto de restricciones se debe satisfacer en caso de que se deseen considerar las posibles contingencias c durante cada bloque de demanda p , es decir, considerando el criterio $N - 1$ para generación o transmisión.

Con lo anterior, queda clara la complejidad del problema de TEP, ya que la dificultad para encontrar la solución aumenta considerablemente a medida que se añaden más restricciones y/o periodos evaluación, y más aún si se considera incertidumbre.

El problema de la TEP es de gran escala, complejo, no lineal y de naturaleza entera mixta en el que se deben evaluar una gran cantidad de soluciones candidatas las cuales aumentan exponencialmente con el tamaño del sistema. La solución precisa del problema de la TEP es esencial para planificar los SEP de manera económica, segura y eficiente [56]. Dada la complejidad involucrada (ya sea a través de un enfoque estático o dinámico, considerando incertidumbre o no), este problema se puede resolver matemáticamente mediante dos métodos [54]:

- a) **Optimización matemática:** Con la optimización matemática se determina un plan de expansión óptimo utilizando un procedimiento de cálculo que resuelve una formulación matemática estricta del problema. Debido a la imposibilidad de considerar todos los aspectos técnicos del TEP, se realizan simplificaciones importantes en las restricciones del problema como por ejemplo despreciar las pérdidas, ignorar la dinámica asociada a los GS y sus controladores, las unidades de generación se agrupan por zonas y/o tipo de tecnología (no se detalla cada uno de los GS en la red), los periodos a evaluar se dividen en bloques de tiempo que consideran varias horas o días (nunca son horarios), no se considera el criterio $N - 1$, *etc.* Esto da cuenta de la principal desventaja de los métodos de optimización matemáticos, dado que mientras más grande sea el problema, mayores serán las simplificaciones que deberán realizarse para poder encontrar una solución óptima, lo cual puede significar que la solución obtenida no tenga validez en SEP reales. Para obtener las soluciones óptimas para la TEP se han propuesto varios métodos utilizando principalmente técnicas de optimización como la programación lineal [60], la programación dinámica [61], la programación no lineal [62] y la programación entera mixta [63]. Sin embargo, en general los métodos matemáticos presentan problemas de convergencia debido a las limitaciones intrínsecas del proceso de optimización, además de presentar grandes requerimientos computacionales y de tiempo cuando se consideran muchas restricciones en SEP reales [54].

- b) **Métodos heurísticos:** Los métodos heurísticos son la alternativa actual a los modelos matemáticos de optimización. En estos métodos, la optimización se realiza paso a paso, es decir, se generan, evalúan y seleccionan opciones de expansión, donde las búsquedas locales se realizan de acuerdo a reglas lógicas y/o sensibilidades (reglas heurísticas). Estas reglas se utilizan para generar y clasificar las opciones durante la búsqueda de la solución. El proceso heurístico se realiza hasta que el algoritmo no puede encontrar un plan mejor teniendo en cuenta los criterios de evaluación. Dentro de las ventajas destacan que el tiempo que tarda el algoritmo en encontrar una solución es mucho menor en comparación a la optimización matemática (lo cual es clave en sistemas reales con muchas variables de decisión y restricciones), y que además no es necesario realizar una formulación matemática analítica del problema. Sin embargo, existen algunas desventajas, como que la solución óptima puede ser una aproximación del valor realmente óptimo, y que siempre existe la posibili-

dad de quedar “atrapado” en óptimos locales en lugar de alcanzar el global [54], [56].

De lo visto anteriormente, se concluye que el problema de la planificación de la expansión en un SEP es complejo, con una gran cantidad de variables de decisión, y que puede ser abordado desde distintas perspectivas para obtener una solución óptima. El método que se utilice para resolverlo, ya sea optimización matemática o heurístico, dependerá en gran medida de las características particulares del problema, tales como el tamaño del SEP, si el problema es estático o dinámico, si se considera incertidumbre o no, *etc.*

2.7. Planificación en SEP considerando equipos BESS

Esta sección tiene como fin revisar los trabajos que se han realizado de TEP en los SEP considerando equipos BESS bajo diversos criterios. A nivel general, los trabajos que consideran sistemas de almacenamiento son extensos a nivel de micro-redes [64–70] y redes de distribución [71–75], siendo su uso principal el abastecimiento de la demanda y apoyo en la estabilidad (sobre todo en micro-redes aisladas), y la reducción de pérdidas y mejoramiento del desempeño de la generación distribuida respectivamente [76]. Por otro lado, a nivel de transmisión, los trabajos adoptan principalmente dos enfoques: considerando el punto de vista del operador del sistema (minimizando costos de operación) y el del inversionista (quien desea maximizar sus inversiones en la red) [76].

En [15] se plantea un modelo de TEP estocástico de múltiples etapas (planificación dinámica), que considera la inversión en tecnologías como transformadores desfasadores, BESS, y gestión de la demanda (DSM⁴), para dar flexibilidad a la operación del SEP, aliviando las congestiones que se pueden producir en las líneas de transmisión. La formulación del problema se realiza a través de programación lineal entera mixta (MILP) y la incertidumbre eólica se modela a través de un árbol de decisión de distintas etapas. Para obtener la solución, se implementa el método “Maestro-Esclavo”, donde el problema esclavo va aproximando la solución a través de cortes de Benders, los que permiten acotar la solución que el esclavo entrega al maestro. El modelo es aplicado al sistema IEEE de 24 barras (IEEE-24 RTS) con modificaciones leves. En este modelo se estudian básicamente dos casos: considerando que la generación es determinista, y otro donde es estocástica. Se demuestra que la instalación de baterías (y de transformadores desfasadores) permite retrasar la inversión en nuevas instalaciones de transmisión. Esto da cuenta del valor que agregan los BESS al considerar incertidumbre en la generación eólica, puesto que al considerar estos sistemas se trabaja con enfoques más conservadores desde el punto de vista del operador. En otras palabras, al invertir en baterías se tiene la opción de ver cómo va creciendo el sistema, de manera que se evita instalar líneas desde un principio, ya que podría resultar un sistema sobredimensionado en caso de que la predicción de la demanda no sea la esperada.

En [16] se propone un modelo determinista de TEP de una sola etapa (estático) que

⁴Por su sigla en inglés *Demand-Side Management*.

considera las pérdidas en las líneas y el despliegue de sistemas de almacenamiento de energía (ESS). El modelo adopta un enfoque de linealización por partes utilizando segmentos secantes para estimar las pérdidas no lineales de las líneas de transmisión, y se estudia un método de partición óptimo. Los ESS se introducen para reducir costos de operación a través de la reducción de la demanda punta y el retraso en la inversión en nuevas líneas de transmisión, y su ubicación y capacidad están determinados a través de equilibrio de flujos de potencia en los nodos y la curva de duración de la carga respectivamente. El modelo es probado en dos sistemas: sistema de 6 barras de Garver y el de 24 barras de la IEEE (IEEE-24 Bus System RTS). De los resultados se obtiene que al comparar el caso donde se consideran pérdidas pero sin equipos de almacenamiento, con el caso donde se consideran ambos, el almacenamiento retrasa la inversión en nuevas líneas o en nuevos circuitos adicionales debido a que el despliegue de ESS logra cambiar los flujos de potencia, de modo que se descongestionan algunas líneas. La incorporación de ESS en el sistema de 6 barras aumenta las pérdidas en un 13% y en el de 24 barras las disminuye un 10%, es decir, no se logran disminuir las pérdidas en ambos sistemas probados. De todas maneras, en ambos sistemas se reducen los costos totales, aunque en porcentajes bajos. En definitiva, aunque las reducciones de costos son bajas, los ESS sí son capaces de disminuir los costos de operación ambos SEP.

En [17] se presenta un modelo estocástico para la planificación conjunta de sistemas de almacenamiento de energía y transmisión junto con la decisión óptima del estado de operación de líneas (acción de abrir o cerrar un circuito y/o línea, o simplemente “*line switching*”) en parques eólicos en un SEP. El enfoque propuesto utiliza optimización robusta para caracterizar las fuentes de incertidumbre relacionadas con la demanda y la energía eólica a través de conjuntos de incertidumbre. Concretamente, se introduce un modelo de costo min-max-min adaptativo para encontrar un plan de expansión óptimo y robusto para nuevas líneas y almacenamiento que resistan el peor de los casos de las variables con incertidumbre. Dado que este modelo no se puede resolver directamente con los software comerciales, se introduce un algoritmo de descomposición que utiliza planos de corte primarios para obtener la solución óptima. Además, la robustez de los planes de expansión óptimos en diferentes circunstancias se evalúa mediante un procedimiento posterior a la optimización que simula diferentes casos de las fuentes de incertidumbre. El modelo se implementa en los sistemas de prueba IEEE 24-bus y IEEE 73-bus. Los resultados de la simulación muestran la efectividad de la optimización para la planificación conjunta de líneas y ESS, ya que es posible reducir los costos totales de expansión y operación. Además, se muestra que aumentar la incertidumbre conduce a planes de expansión con mayores costos de inversión y operación.

En [18] se propone un modelo estocástico, multietapa y de planificación conjunta de expansión de transmisión y equipos BESS que considera tanto los retrasos en la expansión de la transmisión (cuánto tiempo se demoran en construir las instalaciones) como la degradación de la capacidad de almacenamiento de los BESS para diferentes escenarios de generación renovable y de demanda. El modelo propuesto se prueba utilizando una versión modificada del IEEE-RTS 24-bus System. Además, se hacen análisis de sensibilidad para evaluar de qué manera factores como las características químicas de las baterías, la capacidad de transmisión actual y la incertidumbre de la generación renovable y de los

perfiles de carga afectan las decisiones de inversión. La función objetivo que se plantea en este trabajo es:

$$\min \sum_{y=1}^Y C_y + S_{INV_y} + L_{INV_y} \quad (2.57)$$

En (2.57) se muestra la función objetivo para el caso determinista, con el fin de ejemplificar de una manera más sencilla. Se tiene que Y representa los años del horizonte de evaluación (25 años en este caso), C_y son los costos anuales de operación, S_{INV_y} son los costos anuales de inversión de los BESS y L_{INV_y} son los costos anuales de inversión en líneas de transmisión, donde todos estos valores son descontados según una tasa de descuento r . Además, el modelo está sujeto a restricciones asociadas a los generadores, restricciones de reserva en giro, de los equipos BESS, balance de flujos, capacidad y flujos por las líneas, degradación de las baterías según los ciclos de carga y descarga, entre otros. Los resultados muestran que la planificación conjunta de líneas y equipos BESS permite reducir considerablemente la inversión en líneas, en comparación al caso donde se realiza TEP sin considerar BESS. Además, se observa que las baterías se posicionan en barras cercanas a los centros de carga o de generación eólica. En resumen, las baterías se encargan de entregar capacidad de transmisión y generación “virtual”, de manera que se otorga una mayor flexibilidad a la operación.

En [19] se plantea un modelo TEP estático que determina, además de líneas de transmisión, la mínima capacidad de almacenamiento necesaria, su ubicación y operación considerando algunos de sus posibles usos (reducción de la demanda punta y aplazamiento de inversión en transmisión). La función objetivo del TEP propuesto en este trabajo es minimizar los costos de inversión en proyectos de transmisión y almacenamiento, y también los costos operacionales del SEP. En este problema se incluyen restricciones técnicas de la red, como las leyes de *Kirchhoff* de corriente y tensión, límites de flujos de potencia por líneas y transformadores, el despacho de las unidades del sistema, límites de generación y energía no servida. Es importante notar que el uso de sistemas de almacenamiento en el problema de optimización produce un acoplamiento en el tiempo causado por la operación del almacenamiento. Por otra parte, las variables de decisión binarias hacen que sea un problema entero mixto no lineal. Para estudiar el modelo, se utilizan dos sistemas de prueba: el de 6 barras de Garver y el de 25 barras de la IEEE. A través de los resultados de este trabajo, se demuestra que las baterías efectivamente provocan un retraso en la inversión de nuevas líneas de transmisión, además de disminuir los costos de operación.

En [20] se desarrolla una formulación de TEP considerando la adición simultánea de nuevas líneas e instalación de ESS en la red de transmisión, tomando en cuenta la minimización de costos de inversión y operación. Se analizan los costos y beneficios de la implementación de ESS en relación al retraso o reducción de inversión en líneas. El modelo propuesto es capaz de determinar el lugar y la capacidad de los sistemas de almacenamiento para la reducción de la inversión de transmisión debido a la descongestión de líneas. El modelo se simula en tres sistemas de prueba: sistema de 6 barras de Garver, el IEEE RTS 24-bus System y Brazil 46-bus System. Los resultados muestran la efectividad del modelo

e ilustran el potencial de instalar ESS para reducir los costos de inversión en transmisión de los SEP.

2.7.1. Conclusiones

La principal conclusión obtenida en los trabajos revisados es que los sistemas de almacenamiento, cuando son considerados en problemas de planificación de la expansión, son capaces de reducir y retrasar las inversiones necesarias para capacidad de transmisión, debido principalmente a su capacidad para proporcionar una mayor flexibilidad a la operación de los SEP, sobre todo en situaciones donde existe una mayor incertidumbre dada por fuentes de generación variables como la PV y eólica, además de su capacidad para aliviar las congestiones que se pueden producir en las líneas de transmisión.

Cabe destacar que en la literatura no existen trabajos que aborden el dimensionamiento y localización óptima de equipos BESS en el marco de planificación en SEP considerando criterios de estabilidad. En el contexto de redes débiles, este enfoque puede dar cuenta de la importancia del aporte que pueden realizar estos equipos en caso de que cuenten con un esquema de control de potencia reactiva durante fallas.

2.8. Índices para identificación de redes débiles

La capacidad de identificar zonas débiles de los SEP ayuda a planificar y operar de manera confiable los SEP al comprender las potenciales áreas donde podrían surgir problemas asociados a redes poco robustas. Las redes débiles y los desafíos asociados suelen ser específicos de cada sistema, lo que hace que los estándares o requisitos generales de interconexión a menudo sean difíciles de aplicar de manera sencilla [6], [77]. Por lo tanto, es más apropiado que los planificadores utilicen distintas herramientas, técnicas y enfoques para identificar zonas débiles y determinar si se requieren análisis más detallados para cada interconexión o áreas donde pueden ocurrir problemas de red débil y alta penetración de TGVCC.

En la actualidad existen varios métodos de cálculo con los que se puede cuantificar la robustez en un punto del sistema. Cada método tiene sus ventajas y desventajas, que se describen brevemente en las siguientes secciones [6], [35]. Estos indicadores representan una herramienta útil para determinar posibles zonas débiles de la red.

La robustez de un sistema está asociada a la sensibilidad del voltaje en una cierta barra de conexión de una TGVCC respecto a sus cambios de flujos de potencia activa y reactiva [6], y a la inercia presente en los SEP [78], [79]. Dado que una baja robustez se relaciona con una mayor probabilidad de que los SEP presenten problemas en su operación, la cuantificación de la robustez de los SEP toma gran importancia considerando la mayor participación de TGVCC en los SEP actuales y la que se tendrá a futuro [77].

2.8.1. Short Circuit Ratio (SCR)

El indicador más básico y fácil de aplicar para determinar la robustez relativa de un SEP es el SCR, el cual se define como la relación entre la potencia aparente de cortocircuito (SC_{MVA}) de una falla trifásica en una barra del SEP, y la potencia nominal del TGVCC conectado en esa misma barra. El SCR depende del PCC [6], [35]:

$$SCR_{PCC} = \frac{SC_{MVA}}{P_{MW}} \quad (2.58)$$

Donde SC_{MVA} es el nivel de cortocircuito en MVA en el PCC sin la contribución del TGVCC, y P_{MW} es la potencia nominal del TGVCC que se conecta al PCC.

Históricamente, el índice SCR ha sido el indicador más usado para estimar la robustez en los SEP, en especial, para la conexión de parques eólicos y enlaces HVDC. Una red es considerada débil frente a la conexión de un determinado TGVCC si se tiene que $2 < SCR < 3$ en el PCC, o muy débil si $SCR < 2$ [36–38]. Esta condición se traduce en que el SEP será más sensible a inyecciones de potencia activa y/o reactiva y, por lo tanto, la conexión de una nueva TGVCC puede complicar su estabilidad (capacidad de soportar caídas de tensión, interacción entre controles, inestabilidades en los controles, *etc.*). Por otro lado, una red es considerada fuerte en el PCC si se cumple que $SCR > 3$ [36–38], lo que indica que el SEP tendrá una menor tendencia a presentar inestabilidades en su operación. A pesar del generalizado uso de este índice, lo cierto es que hay algunas deficiencias en su cálculo y aplicación. Por ejemplo, ante la conexión de un nuevo parque eólico, el índice SCR lo trata siempre como una unidad independiente cuando en realidad podría formar parte de un “cluster” de varios TGVCC eléctricamente cercanos que podrían interactuar entre sí. Por lo tanto, el SCR es más apropiado cuando se considera una única TGVCC que opera en un SEP relativamente convencional dominado por GS sin muchas TGVCC eléctricamente cercanas. [6].

Como se dijo anteriormente, el SCR no se puede aplicar fácilmente para comprender la robustez de una red cuando hay múltiples TGVCC eléctricamente cercanos. De hecho, el uso del SCR para estimar la robustez del sistema en estos casos puede conducir a resultados demasiado optimistas [6]. Para suplir estas deficiencias se han desarrollado otros métodos alternativos, también basados en la potencia de cortocircuito en el PCC, pero que tienen en cuenta otras TGVCC conectadas en la zona [6], [35].

2.8.2. Equivalent Short Circuit Ratio (ESCR)

Este método es adecuado cuando una TGVCC (como una planta eólica, por ejemplo) no comparte con otras plantas el mismo PCC a la red, tal como se muestra en la Figura 2.21 [35].

Cuando múltiples TGVCC están ubicadas muy cercanas entre sí, “comparten” la ro-

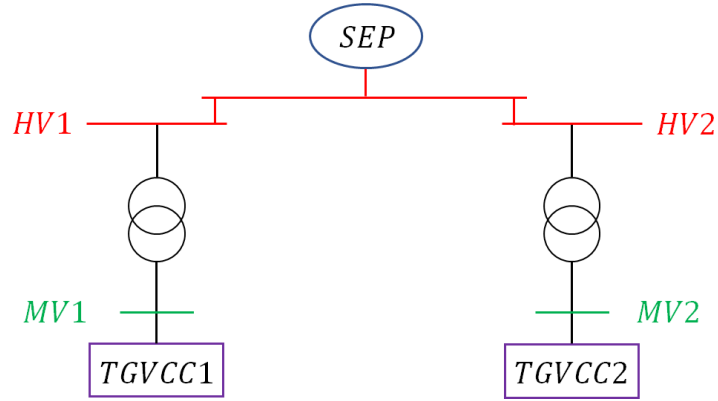


Figura 2.21: TGVCC conectados a un SEP mediante distintos nodos de HV y MV.

bustez de la red, por lo que la robustez en ese punto de la red es en realidad mucho más baja que el nivel de cortocircuito calculado en esas barras utilizando el SCR [6]. Considerando lo anterior, el ESCR es un indicador capaz de capturar la sensibilidad del voltaje entre TGVCC que son eléctricamente cercanas entre sí. Este indicador se define en términos de potencia, teniendo en cuenta el factor de influencia $IF_{i,j}$ con respecto a barras cercanas, tal y como se indica en la Ecuación (2.59) [35].

$$ESCR_i = \frac{SC_{MVA}^i}{P_{MW}^i + \sum_j^N (IF_{j,i} \cdot P_{MW}^j)} \quad (2.59)$$

Donde SC_{MVA}^i es el nivel de cortocircuito en MVA en la barra i sin la contribución del TGVCC conectado a esa barra, P_{MW}^i es la potencia nominal del TGVCC que se conecta a la barra i , N es la cantidad de TGVCC que se consideran cercanas entre sí e $IF_{j,i}$ (*Interaction Factor*) es un factor de interacción que evalúa si dos nodos se encuentran eléctricamente próximos entre sí [35]. Los factores IF se calculan como el incremento de tensión que se experimenta en el nodo i ante una variación de tensión en el nodo j :

$$IF_{i,j} = \frac{\Delta V_i}{\Delta V_j} \quad (2.60)$$

Es decir, si $IF_{i,j} \approx 0$, significa que los nodos están alejados eléctricamente, por lo que su interacción es nula. Sin embargo, si $IF_{i,j} \approx 1$, significa que los nodos son eléctricamente cercanos y por lo tanto existe una gran interacción entre ellos.

A través de un ejemplo numérico sencillo es posible demostrar el concepto del ESCR [36]. La Tabla 2.1 muestra la capacidad de cuatro plantas eólicas conectadas en 4 barras distintas y la potencia de cortocircuito (en MVA) sin la contribución de la planta eólica conectada en dicha barra. Por otro lado, la Tabla 2.2 muestra los $IF_{i,j}$ asociados, los cuales se han definido arbitrariamente para este ejemplo.

Planta eólica	P_{MW}	SC_{MVA}	SCR
1	1200	6500	5.42
2	1000	8000	8.00
3	800	8500	10.63
4	2000	7000	3.50

Tabla 2.1: Capacidad de plantas eólicas y de potencia de cortocircuito para cuatro barras.

$IF_{i,j}$	1	2	3	4
1	1.00	0.95	0.92	0.85
2	0.95	1.00	0.97	0.90
3	0.92	0.97	1.00	0.93
4	0.85	0.90	0.93	1.00

Tabla 2.2: Factores de interacción entre las cuatro barras de conexión de las plantas eólicas.

En base a la información anterior, es posible calcular el $ESCR$ para cada barra i . Por ejemplo, en el caso de la barra 1, el $ESCR$ se calcula como (considerando $N = 4$):

$$ESCR_1 = \frac{SC_{MVA}^1}{P_{MW}^1 + \sum_{j=2}^N (IF_{j,1} \cdot P_{MW}^j)} \quad (2.61)$$

$$\Rightarrow ESCR_1 = \frac{6500}{1200 + 0.95 \cdot 1000 + 0.92 \cdot 800 + 0.85 \cdot 2000} = 1.42 \quad (2.62)$$

De esta manera, se calculan los demás $ESCR_i$ para las demás barras. La Tabla 2.3 muestra los resultados, donde además se incluye el valor del tradicional SCR calculado usando la ecuación (2.58).

Planta eólica	$ESCR$	SCR
1	1.42	5.42
2	1.70	8.00
3	1.80	10.63
4	1.50	3.50

Tabla 2.3: Resultados de $ESCR$ y SCR .

De la Tabla 2.3 se puede observar que los indicadores de $ESCR$ no superan el valor de 2, lo cual indica un bajo nivel de robustez. Esto es esperable dado el tamaño de las plantas involucradas y su interacción entre ellas (ya que los IF son cercanos a 1). Por otro lado, todos los valores calculados mediante el SCR entregan números superiores a 3.5, lo cual sería un valor aceptable para una conexión [36]. De esta manera se demuestra lo optimista que pueden ser los resultados entregados mediante el SCR cuando hay varias TGVC eléctricamente cercanas entre sí. El $ESCR$ se encarga de corregir esta deficiencia y entrega valores más realistas y adecuados gracias al uso de los factores de interacción.

2.8.3. Composite Short Circuit Ratio (CSCR)

Este indicador es adecuado cuando la TGVCC comparte el PCC con otras TGVCC cercanas, por lo que se puede asumir que comparte el mismo punto de MV con otras TGVCC cercanas, como muestra la Figura 2.22 [35].

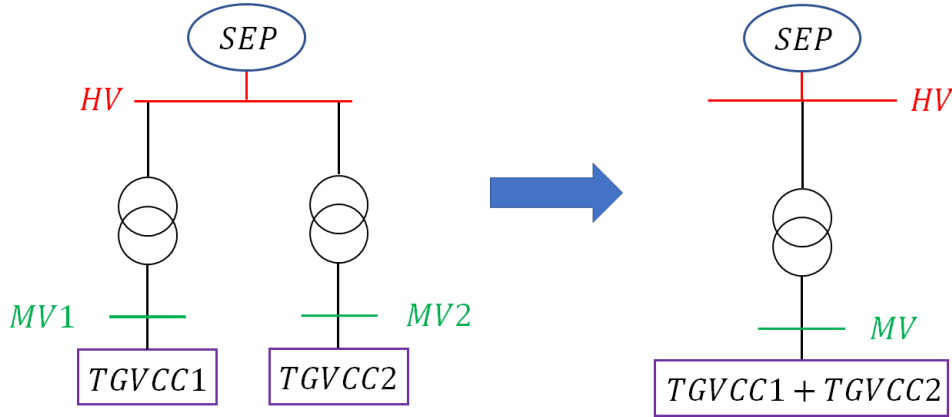


Figura 2.22: TGVCC conectados a un SEP mediante distintos nodos de MV pero igual nodo HV.

Este indicador crea un nodo ficticio común de media tensión y considera todas las TGVCC de una determinada zona conectadas a dicho nodo, de modo que se tiene un indicador agregado para todas las TGVCC en vez de un indicador exclusivo para cada TGVCC. La ecuación (2.63) muestra como se realiza el cálculo del CSCR [35].

$$CSCR = \frac{SC_{MVA}}{\sum_i^N P_{MW}^i} \quad (2.63)$$

Donde SC_{MVA} es la potencia de cortocircuito en MVA en el PCC sin considerar las TGVCC y $\sum_i^N P_{MW}^i$ es la capacidad nominal de todas las TGVCC que se considera que se conectan a un nodo común, es decir, este método se basa en un fuerte acoplamiento eléctrico, pero en la práctica, siempre habrá distancias eléctricas entre los PCC de las TGVCC, por lo que este indicador no es tan adecuado cuando las TGVCC no son eléctricamente cercanas entre sí. De hecho, la expresión (2.63) se puede obtener si se considera que todos los $IF_{i,j}$ en la ecuación (2.59) son iguales a 1. Aún así, esta aproximación es mejor que considerar exclusivamente el indicador SCR.

Utilizando los datos de la Tabla 2.1, es posible calcular el CSCR considerando que todos los factores de interacción son iguales a 1, y que la potencia de cortocircuito sin ninguna de las TGVCC que se conectan en una barra única es de 6000 MVA:

$$CSCR = \frac{6000}{1200 + 1000 + 800 + 2000} = 1.2 \quad (2.64)$$

El valor resulta ser menor a los obtenidos mediante el ESCR, lo cual sucede puesto que

se considera que una única TGVCC se conecta a una barra virtual, por lo que además la potencia de cortocircuito en dicha barra se debe calcular sin considerar el aporte de esta TGVCC.

2.8.4. Weighted Short Circuit Ratio (WSCR)

Para tener en cuenta el efecto de las interacciones entre las TGVCC y, por lo tanto, para dar una mejor estimación de la robustez del sistema, un indicador más apropiado que el SCR es el WSCR, definido por [6], [35], [36]:

$$WSCR = \frac{\sum_i^N (SC_{MVA}^i \cdot P_{MW}^i) / \sum_i^N P_{MW}^i}{\sum_i^N P_{MW}^i} \quad (2.65)$$

$$\implies WSCR = \frac{\sum_i^N (SC_{MVA}^i \cdot P_{MW}^i)}{(\sum_i^N P_{MW}^i)^2} \quad (2.66)$$

Donde SC_{MVA}^i es la capacidad de cortocircuito en la barra i sin considerar el aporte de la TGVCC i , P_{MW}^i es la capacidad nominal en MW de la TGVCC i , N es el número de TGVCC que interactúan completamente entre sí e i es el índice de la TGVCC.

El método de cálculo de WSCR se basa en la suposición de fuertes interacciones entre TGVCC cercanas. Esto es equivalente a asumir que todas las TGVCC están conectadas en el mismo PCC. El nivel de robustez obtenido con este método proporciona una estimación más conservadora respecto al nivel de robustez del sistema en el PCC que se obtendría mediante el SCR [36]. Para un SEP real, generalmente existe cierta distancia eléctrica entre las TGVCC, es decir, no interactuarán completamente entre sí. Por lo tanto, la robustez real del sistema en ese punto se encuentra entre el WSCR calculado con (2.66) y SCR calculado con (2.58) [36]. De hecho, el valor real del nivel de robustez en una zona se acercaría al que entrega el ESCR mediante (2.59), ya que este indicador sí considera las distancias eléctricas entre TGVCC. El WSCR también cuenta con una versión que considera MVA instalados en vez de MW (hay que reemplazar P_{MW}^i por P_{MVA}^i en (2.66)) ya que ante la existencia de determinados equipos cercanos (como STATCOM o SVC) resulta más conveniente tener en cuenta la capacidad en MVA en vez de MW por las inestabilidades angulares que pueden introducir [6], [35].

Utilizando la información de la Tabla 2.1, es posible calcular el WSCR para este caso:

$$WSCR = \frac{1200 \cdot 6500 + 1000 \cdot 8000 + 800 \cdot 8500 + 2000 \cdot 7000}{(1200 + 1000 + 800 + 2000)^2} = 1.46 \quad (2.67)$$

En este caso, al considerar que todas las plantas se conectan a una barra en común (ficticia), el nivel de robustez tiene un valor de 1.46, el cual es mucho menor a los que se

obtienen utilizando el SCR, pero que es similar a los calculados usando el ESCR, con la diferencia que el valor del WSCR es único para una determinada zona.

Los métodos de cálculo CSCR y WSCR se basan en el supuesto de un fuerte acoplamiento eléctrico entre TGVCC. Esto equivale a suponer que todas las TGVCC están conectadas a un punto virtual de interconexión. Los valores CSCR y WSCR obtenidos generalmente proporcionarán una estimación más precisa de la robustez del sistema en comparación con los valores que se obtienen con el SCR cuando está presente más de una TGVCC [6]. Sin embargo, al no considerar la distancia eléctrica entre las distintas TGVCC de una cierta zona, el valor que estos índices entregarán para el nivel de robustez de dicha zona, será menor al obtenido a través del ESCR.

2.8.5. Comparación entre indicadores

Cada uno de los indicadores descritos en las secciones anteriores tienen beneficios y desventajas como herramienta para identificar zonas débiles de la red y, por lo tanto, potenciales problemas relacionados al bajo nivel de cortocircuito producto de la presencia de TGVCC [6], [35]. La Tabla 2.4 proporciona una comparación cualitativa de estos indicadores. La **X** indica que el índice no se puede aplicar para el propósito descrito. Un **+** representa que el índice se puede aplicar con algún esfuerzo o procesamiento adicional, o se puede aplicar de forma limitada, y dos **++** representa que el índice se aplica fácil o directamente para estos fines [6], [35].

Índice	Sencillez de cálculo	Valor común para un grupo de TGVCC	Considera otras TGVCC cercanas	Da cuenta del acoplamiento débil entre las TGVCC dentro de un grupo más grande	Considera equipos como STATCOM o SVC
SCR	++	X	X	X	X
ESCR	X	X	++	++	++
CSCR	+	++	+	X	X
WSCR MW	+	++	++	+	X
WSCR MVA	+	++	++	+	++

Tabla 2.4: Comparación entre distintos indicadores.

Adicionalmente, conviene resaltar las siguientes consideraciones:

- En los índices ESCR, CSCR y WSCR se debe definir la zona de influencia para realizar el cálculo y esto no es trivial. El método de cálculo de los factores $IF_{i,j}$ para el ESCR, sin embargo, tiene la limitación de tener en cuenta exclusivamente

las interacciones relacionadas con la tensión, despreciando las relacionadas con la frecuencia, por ejemplo. Además, en el caso particular del cálculo del índice CSCR se podría presentar una situación tal que el nodo A debería considerarse junto al nodo B ya que hay una fuerte interacción entre ambos nodos. Sin embargo, el nodo B también podría considerarse junto al nodo C ya que también hay una elevada interacción entre ellos ¿Sería entonces adecuado considerar como un único nodo A, B y C, aunque el nodo A esté relativamente poco relacionado con el nodo C? [35].

- Los índices CSCR y ESCR calculan el SCR en el nodo de AT/MV mientras que WSCR proporciona el SCR en un punto de conexión virtual que en la práctica no existe [35].
- Los valores dados por estos índices en realidad son útiles para tener una idea general de los posibles problemas asociados a una red débil. Esto dado que los problemas que se encontrarán son específicos y dependen mucho de la naturaleza precisa de la conexión, las características del control, del PCC con el resto del SEP y de las características específicas de los equipos en la proximidad del PCC [6].
- Un nivel de cortocircuito más bajo generalmente aumenta la probabilidad de problemas, pero no predice el modo exacto de falla o el punto preciso en el que la estabilidad del sistema se podría ver comprometida. Esta incertidumbre significa que, por lo general, los indicadores basados en los niveles de cortocircuito no otorgarán el conocimiento específico sobre si un sistema dado funcionará como se espera, por lo que se requieren estudios más rigurosos, que a menudo implican herramientas de estudio de transitorios electromagnéticos (EMT) [6].

2.8.6. Otros índices

Otros índices que también se nombran en la literatura [80] pero que son más difíciles de cuantificar y menos apropiados se enumeran a continuación:

- **Ratio X/R:** Relación entre la reactancia y la resistencia equivalente vista desde un punto de un SEP. Por regla general un valor elevado de X/R indica un punto de conexión fuerte. Generalmente se suele considerar que cuando se cumple $X/R < 3$ la red se categoriza como una red débil. En redes de alta tensión este valor es cercano a 11 en todas las subestaciones alejadas de la generación. En subestaciones muy cercanas a la generación, el valor es superior. No es fácil definir un criterio de instalación de TGVCC en función de este parámetro [35].

2.8.7. Niveles de cortocircuito exigidos en distintos *grid codes*

En la norma alemana [30] se exigen dos valores mínimos de SCR para la conexión de centrales. Estos valores son de $SCR \geq 4$ para asegurar estabilidad angular en régimen permanente, y de $SCR \geq 6$ para asegurar estabilidad transitoria, lo cual se analizó en

la subsección **2.1.2**. Además, en [30] se menciona que es deber del TSO⁵, a solicitud del propietario, establecer si las condiciones de conexión con la red son las suficientes, entre ellas, las condiciones de niveles de cortocircuito en el punto de conexión.

De acuerdo a las consideraciones de CIGRE [80], una red es considerada débil frente a una conexión de una TGVCC si el SCR es menor a 5 en el PCC, muy débil si es menor a 3, y fuerte si es mayor a 5. Esta norma menciona que para valores menores a 5, se deben realizar estudios adicionales, considerar cambios en los esquemas de control de la planta y/o instalación de equipos complementarios.

En la NTSyCS de Chile [81], se establece una condición de niveles de cortocircuito para la operación de enlaces HVDC, donde se menciona que se deberá prever que la razón efectiva de cortocircuito trifásico en la S/E de conexión (RECC) sea superior a 2.5 para todas las condiciones de despacho efectivas, donde RECC se define como:

$$RECC = \frac{SC_{AC} - S_{HVDC}}{P_{MW}} \quad (2.68)$$

Donde SC_{AC} es la capacidad de cortocircuito del sistema en el lado AC en MVA, S_{HVDC} es la capacidad reactiva del enlace HVDC en MVA y P_{MW} es la potencia transmitida por el enlace HVDC en MW.

De acuerdo a NERC [82], es necesario realizar los cálculos de los niveles de cortocircuito según indicadores como los revisados anteriormente. Sin embargo, no es posible establecer un umbral general mínimo para todos los SEP, debido a que, como los problemas asociados a una red débil son más bien específicos, no tiene gran sentido fijar valores para cualquier SEP. De hecho, el informe menciona que es necesario realizar estudios adicionales en áreas que tengan una importante penetración de TGVCC.

2.8.8. Conclusiones

El nivel de cortocircuito en un punto del sistema, permite a los planificadores obtener información acerca de la robustez de la red en ese punto, lo cual da una idea del comportamiento que tendrá la red frente a contingencias o variaciones de flujos de potencia. Sin embargo, cuando los planificadores usan índices como el SCR para estimar la robustez de la red (u otros como el ESCR, CSCR y WSCR que consideran de alguna manera la distancia eléctrica entre distintas TGVCC cercanas entre sí) puede llevar a la tentación de que se establezcan criterios de “robustez mínima del sistema” para asegurar una operación estable de los SEP [6]. El peligro con esto es que a medida que los equipos y tecnologías de control evolucionan, o cuando se mezclan diferentes tipos de equipos, el umbral apropiado se vuelve peligrosamente difícil de establecer. Por ejemplo, lo que es “débil” para un fabricante puede no ser un problema para otro, o lo que era considerado “débil” para un fabricante hace dos años, puede que ahora sea una condición muy difícil de lograr. La

⁵Por su sigla en inglés: *Transmission System Operator*.

incorporación de nuevos equipos en una zona de la red, puede desestabilizar repentinamente equipos existentes en dicha zona muy bien controlados [6]. Además, los problemas asociados a redes débiles son específicos, por lo que un bajo nivel de cortocircuito solo indica una mayor probabilidad de observar problemas en la red, pero no da información específica del problema que se podría presentar en el SEP. Por lo tanto, los indicadores basados en los niveles de cortocircuito deben usarse con cautela, como una herramienta de detección de posibles problemas en redes débiles [6]. En general, los planificadores deben utilizar indicadores basados en los niveles de cortocircuito para obtener una comprensión general del nivel del impacto relativo que las TGVCC que se conectan a un SEP, tendrán en esa zona de la red. En base en esa información, y junto al conocimiento de las características técnicas de los equipos y el conocimiento específico de la red, se pueden realizar estudios para confirmar si la planta logrará un desempeño adecuado en esa zona de la red [6].

2.9. Regresión logística

Esta sección tiene como objetivo introducir brevemente la técnica de regresión logística, la cual será aplicada en la metodología de esta tesis.

En su forma más sencilla, un modelo de regresión logística (binomial) corresponde a un modelo estadístico que se puede usar en casos donde la variable de interés se puede clasificar en dos estados como vivo/muerto, sano/enfermo, ganar/perder, *ect*, es decir, en casos donde la variable dependiente pueda ser clasificada como “1” o “0” [83], [84].

En el modelo se deben determinar unas curvas llamadas sigmoides, las cuales son de la forma [83], [84]:

$$p(x) = \frac{1}{1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x)}} \quad (2.69)$$

donde $p(x)$ es la probabilidad de que un cierto evento sea igual a 1 (función de distribución acumulada de probabilidad), x es la variable independiente, y β_0 y β_1 son coeficientes que caracterizan la curva sigmoide y se determinan a partir de ciertos datos de entrada usando diversas técnicas de cálculo. Para entender de manera sencilla que es lo que hace esta técnica, se puede considerar el siguiente problema [84]:

Un grupo de 20 estudiantes dedica entre 0 y 6 horas a estudiar para un examen. ¿Cómo afecta la cantidad de horas dedicadas a estudiar, a la probabilidad de que un estudiante apruebe el examen?

La cantidad de horas que dedica cada estudiante y si aprueba (1) o no (0) el examen se muestran en la Tabla 2.5:

Horas de estudio	Aprobación
0.50	0
0.75	0
1.00	0
1.25	0
1.50	0
1.75	0
1.75	1
2.00	0
2.25	1
2.50	0
2.75	1
3.00	0
3.25	1
3.50	0
4.00	1
4.25	1
4.50	1
4.75	1
5.00	1
5.50	1

Tabla 2.5: Aprobación de estudiantes vs horas de estudio.

Al aplicar la regresión logística para este problema, se obtienen los valores de $\beta_0 = -4.0777$ y $\beta_1 = 1.5046$, de modo que la curva sigmoide queda caracterizada y es posible graficarla:

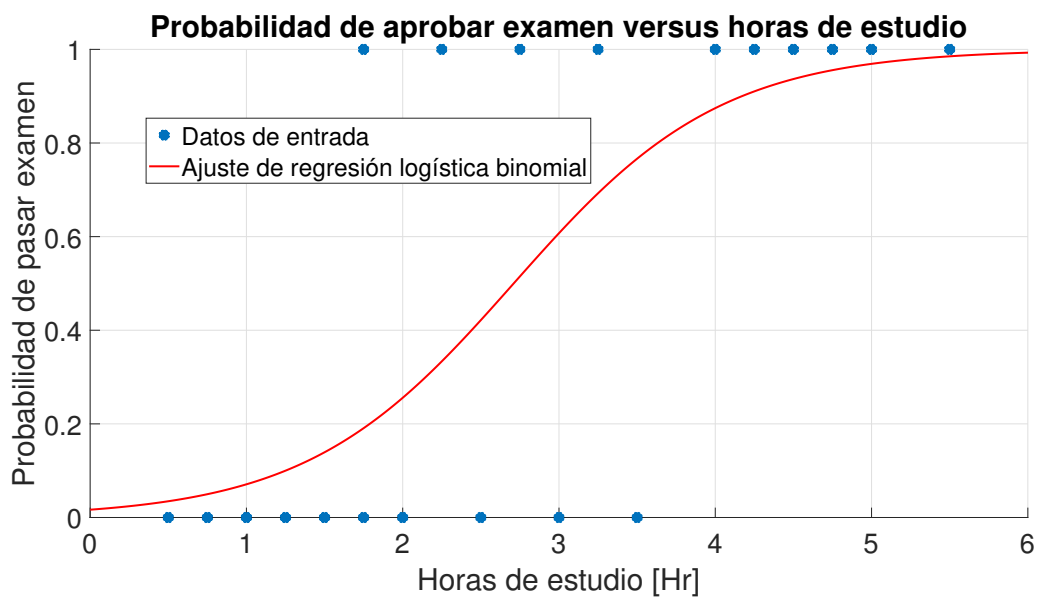


Figura 2.23: Regresión logística entre horas de estudio y probabilidad de aprobar examen.

Como se observa en la Figura 2.23, a medida que aumentan las horas de estudio, mayor será la probabilidad de aprobar el examen, es decir, que $p(x) = 1$. Además, a medida que se tiene una mayor cantidad de datos (puntos), el modelo obtenido al usar esta técnica será más adecuado.

Una de las formas de determinar los coeficientes β_0 y β_1 de las curvas es de acuerdo a un procedimiento basado en la maximización de la función de verosimilitud de los datos usando el método de gradiente de Newton, lo cual se detalla plenamente en [85].

Capítulo 3

Metodología propuesta

En este capítulo se describe el modelo de optimización propuesto, junto con las herramientas que fueron desarrolladas para poder incluir restricciones que relacionen el nivel de cortocircuito con la estabilidad de la red. Se finaliza con la descripción de las condiciones en que se llevará a cabo la validación dinámica de los resultados que entregue este proceso de optimización.

3.1. Información general de la metodología

El modelo TEP desarrollado se encarga de identificar las expansiones a nivel de transmisión de líneas y BESS considerando restricciones de SCL. El modelo asegura que en cada barra de la red, el SCL alcance valores aceptables desde un punto de vista de la estabilidad del sistema. Dichos valores son determinados mediante una función de distribución acumulada de probabilidad que relaciona la probabilidad de tener una respuesta estable del sistema después de un cortocircuito en función del SCL de la barra cercana a la falla.

La metodología se divide en 3 etapas, dos de ellas asociadas al modelo de optimización y la tercera asociada a la validación dinámica, tal como muestra la Figura 3.1. En el modelo de optimización, la primera etapa identifica el plan de inversión óptimo de líneas de transmisión y equipos BESS mediante optimización de costos. Este es un modelo TEP tradicional. Las decisiones de inversión y la nueva configuración de la red pasan a una segunda etapa. Esta etapa evalúa el SCL de todas las barras de la red y verifica si esos valores son seguros, los cuales se asumen seguros si la probabilidad de tener un sistema estable posterior a un cortocircuito es lo suficientemente alta para dichos valores de SCL. Si el SCL en al menos una barra no es adecuado, se construye una restricción lineal para eliminar ese plan de inversión del espacio de búsqueda del problema de optimización de la primera etapa y se ejecuta nuevamente. Las etapas 1 y 2 iteran hasta que todas las restricciones en 2 son satisfechas. Después de identificar el conjunto óptimo de activos de las etapas 1 y 2, se pasa a la tercera etapa en donde se realiza una evaluación dinámica

para demostrar la calidad de la solución.

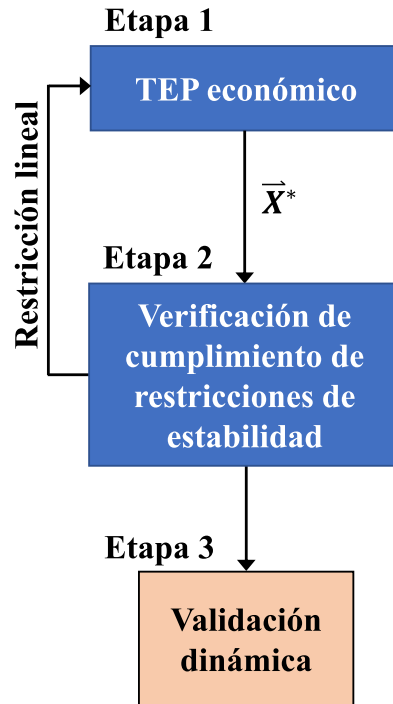


Figura 3.1: Metodología propuesta.

Debido a que se desea mejorar el nivel de cortocircuito de la red mediante el reforzamiento en transmisión (mediante líneas y/o baterías), se tiene que el dominio del problema que es relevante para el objetivo de la optimización, es el dominio de las inversiones, el cual es un conjunto de variables discretas ya que las decisiones de inversión asociadas a la instalación de líneas y baterías son binarias (1 si se instala y 0 en caso contrario). Es importante mencionar que las decisiones de los *commitment* de los generadores, si bien afectan a los niveles de cortocircuito de la red, en la planificación de la transmisión estos solo se deciden en base a criterios de operación económica, es decir, no es posible exigir que el operador del sistema despache máquinas según criterios que lo lleven a operar de una manera no económica. Es por este motivo que las variables de decisión que viven en el dominio de los *commitment* de los generadores no son relevantes al momento exigir mejoras en los niveles de cortocircuito de la red a través de la planificación de la transmisión.

Dado lo explicado anteriormente, es que se decide que la optimización se realizará de forma iterativa, es decir, se resuelve el problema encontrando una solución óptima según criterios económicos y luego se evalúa dicha solución en términos de si cumple o no con las restricciones de estabilidad basadas en los niveles de cortocircuito de la red. Es claro que mediante esta metodología se asegura, teóricamente, que la solución encontrada que cumpla con los requerimientos de estabilidad, será además la más económica.

3.2. Etapa 1: TEP económico

Para la etapa 1, el modelo a utilizar consiste en uno basado en TEP de tipo estática y determinista, a un horizonte de evaluación de un año considerando sus restricciones típicas, donde además se incluyen baterías. Los BESS a instalar se limitan de acuerdo a una cierta cantidad por barra candidata y también según una capacidad máxima a instalar en todo el sistema. Los parámetros, variables, la función objetivo y sus restricciones se muestran a continuación:

Este modelo se implementa en Python y se utiliza Gurobi como *solver*.

- nl_{can} es el número de líneas de transmisión candidatas.
- nbt es el número de BESS candidatos.
- np es el número de periodos.
- nt es el número de horas.
- ng es el número de generadores.
- nb es el número de barras.
- nl_{ex} es el número de líneas de transmisión existentes.
- l_i es la variable de decisión binaria asociada a las líneas de transmisión candidatas.
- B_j es la variable de decisión binaria asociada a los BESS candidatos.
- $C_{inv}l_i$ es el costo de inversión anualizado de líneas de transmisión candidatas.
- $C_{inv}B_j$ es el costo de inversión anualizado de BESS candidatos.
- τ_p es un factor asociado al peso del periodo p en el horizonte de evaluación.
- $P_{g,p,t}$ es la potencia despachada del generador g del periodo p en la hora t .
- CV_g es el costo variable del generador g .
- $VoLL$ es el *value of loss load*.
- $LL_{b,p,t}$ es la carga no suministrada en la barra b del periodo p en la hora t .
- $F_{l,p,t}^{to-ex}$ es el flujo de una línea existente entrando hacia una barra en el periodo p en la hora t .
- $F_{l,p,t}^{from-ex}$ es el flujo de una línea existente saliendo desde una barra en el periodo p en la hora t .
- $F_{l,p,t}^{to-can}$ es el flujo de una línea candidata entrando hacia una barra en el periodo p en la hora t .
- $F_{l,p,t}^{from-can}$ es el flujo de una línea candidata saliendo desde una barra en el periodo p en la hora t .
- $D_{b,p,t}$ es la carga en la barra b en el periodo p en la hora t .
- $\theta_{l,p,t}^{from-ex}$ es el ángulo (> 0) desde una línea existente en el periodo p en la hora t .
- $\theta_{l,p,t}^{to-ex}$ es el ángulo (> 0) hacia una línea existente en el periodo p en la hora t .
- $\theta_{l,p,t}^{from-can}$ es el ángulo (> 0) desde una línea candidata en el periodo p en la hora t .
- $\theta_{l,p,t}^{to-can}$ es el ángulo (> 0) hacia una línea candidata en el periodo p en la hora t .
- X_l^{ex} es la reactancia de una línea de transmisión existente.

- X_l^{can} es la reactancia de una línea de transmisión candidata.
- M es un número lo suficientemente grande para modelar adecuadamente el flujo de líneas candidatas.
- P_g^{max} es la potencia máxima del generador g .
- P_g^{min} es la potencia mínima del generador g .
- $X_{g,p,t}$ es la variable binaria del despacho del generador g en el periodo p en la hora t .
- $R_{g,p,t}^{up}$ es la reserva de subida del generador g en el periodo p en la hora t .
- $R_{g,p,t}^{down}$ es la reserva de bajada del generador g en el periodo p en la hora t .
- R_{min}^{up} es la reserva mínima de subida a nivel sistémico.
- R_{min}^{down} es la reserva mínima de bajada a nivel sistémico.
- $Ramp_g^{up}$ es la rampa de subida del generador g .
- $Ramp_g^{down}$ es la rampa de bajada del generador g .
- $on_{g,p,t}$ es una variable binaria asociada al cambio de estado de encendido a apagado del generador g en el periodo p en la hora t .
- $off_{g,p,t}$ es una variable binaria asociada al cambio de estado de apagado a encendido del generador g en el periodo p en la hora t .
- t_g^{sd} es el tiempo de *shutdown* del generador g .
- t_g^{su} es el tiempo de *startup* del generador g .
- P_{max}^{bess} es la potencia máxima de los BESS candidatos.
- $P_{total_max}^{bess}$ es la máxima potencia total de todos los BESS instalados en el sistema.
- $SOC_{bt,p,t}$ es el estado de carga del BESS bt en el periodo p en la hora t .
- SOC_{max} es el SOC máximo de los BESS candidatos.
- $B_{bt,p,t}^{charge}$ es la potencia que está absorbiendo el BESS bt en el periodo p en la hora t .
- $B_{bt,p,t}^{discharge}$ es la potencia que está entregando el BESS bt en el periodo p en la hora t .
- η es un factor asociado a la eficiencia en la carga/descarga de los BESS.

La función objetivo se muestra en la Ecuación (3.1):

$$\begin{aligned}
min \quad & \sum_{i=1}^{nl_{can}} l_i \cdot C_{inv} l_i + \sum_{j=1}^{nbt} B_j \cdot C_{inv} B_j + \sum_{p=1}^{np} \tau_p \sum_{t=1}^{nt} \sum_{g=1}^{ng} P_{g,p,t} \cdot CV_g \\
& + \sum_{t=1}^{nt} \sum_{b=1}^{nb} VoLL \cdot LL_{b,p,t}
\end{aligned} \tag{3.1}$$

Las restricciones son:

$$\begin{aligned}
& \sum_{g=1}^{ng} P_{g,p,t} + \sum_{l=1}^{nl_{ex}} F_{l,p,t}^{to_ex} + \sum_{l=1}^{nl_{can}} F_{l,p,t}^{to_can} - \sum_{l=1}^{nl_{ex}} F_{l,p,t}^{from_ex} \\
& - \sum_{l=1}^{nl_{can}} F_{l,p,t}^{from_can} + \sum_{bt=1}^{nbt} B_{bt,p,t}^{discharge} - \sum_{bt=1}^{nbt} B_{bt,p,t}^{charge} = D_{b,p,t} - LL_{b,p,t}
\end{aligned} \tag{3.2}$$

$$F_{l,p,t}^{ex} = \frac{\theta_{l,p,t}^{from_ex} - \theta_{l,p,t}^{to_ex}}{X_l^{ex}} \quad (3.3)$$

$$F_{l,p,t}^{can} \leq M \cdot (1 - l_i) + \frac{\theta_{l,p,t}^{from_can} - \theta_{l,p,t}^{to_can}}{X_l^{can}} \quad (3.4)$$

$$F_{l,p,t}^{can} \geq M \cdot (l_i - 1) + \frac{\theta_{l,p,t}^{from_can} - \theta_{l,p,t}^{to_can}}{X_l^{can}} \quad (3.5)$$

$$P_{g,p,t} + R_{g,p,t}^{up} \leq P_g^{max} \cdot X_{g,p,t} \quad (3.6)$$

$$P_{g,p,t} - R_{g,p,t}^{down} \geq P_g^{min} \cdot X_{g,p,t} \quad (3.7)$$

$$\sum_{g=1}^{ng} R_{g,p,t}^{up} \geq R_{min}^{up} \quad (3.8)$$

$$\sum_{g=1}^{ng} R_{g,p,t}^{down} \geq R_{min}^{down} \quad (3.9)$$

$$R_{g,p,t}^{up} \leq Ramp_g^{up} \cdot X_{g,p,t} \quad (3.10)$$

$$R_{g,p,t}^{down} \leq Ramp_g^{down} \cdot X_{g,p,t} \quad (3.11)$$

$$X_{g,p,t} = X_{g,p,t-1} + on_{g,p,t} - off_{g,p,t} \quad (3.12)$$

$$P_{g,p,t} - P_{g,p,t-1} \leq X_{g,p,t-1} \cdot Ramp_g^{up} + on_{g,p,t} \cdot (P_g^{min} + Ramp_g^{up}) \quad (3.13)$$

$$P_{g,p,t-1} - P_{g,p,t} \leq X_{g,p,t} \cdot Ramp_g^{down} + off_{g,p,t} \cdot (P_g^{min} + Ramp_g^{down}) \quad (3.14)$$

$$X_{g,p,t^* < t_g^{sd}} \geq \sum_{t=1}^{t^*} on_{g,p,t} \quad (3.15)$$

$$X_{g,p,t^* \geq t_g^{sd}} \geq \sum_{t=t^* - t_g^{sd} + 1}^{t^*} on_{g,p,t} \quad (3.16)$$

$$1 - X_{g,p,t^* < t_g^{su}} \geq \sum_{t=1}^{t^*} off_{g,p,t} \quad (3.17)$$

$$1 - X_{g,p,t^* \geq t_g^{su}} \geq \sum_{t=t^* - t_g^{su} + 1}^{t^*} off_{g,p,t} \quad (3.18)$$

$$P_{max}^{bess} \cdot \sum_{j=1}^n bt B_j \leq P_{total,max}^{bess} \quad (3.19)$$

$$SOC_{bt,p,t} \leq SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t} \quad (3.20)$$

$$B_{bt,p,t}^{charge} \leq SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t} \quad (3.21)$$

$$B_{bt,p,t}^{discharge} \leq SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t} \quad (3.22)$$

$$SOC_{bt,p,t=t_i} = \frac{SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t=t_i}}{2} + \eta \cdot B_{bt,p,t=t_i}^{charge} \quad (3.23)$$

$$SOC_{bt,p,t > t_i} = SOC_{bt,p,t-1} + \eta \cdot B_{bt,p,t}^{charge} - B_{bt,p,t}^{discharge} \quad (3.24)$$

$$SOC_{bt,p,t=nt} = \frac{SOC_{max} \cdot B_{bt,p,t=nt}}{2} \quad (3.25)$$

En la Ecuación (3.1) se minimizan costos de inversión de líneas de transmisión y baterías, costos de operación y de energía no suministrada. La restricción de balance nodal se muestra en (3.2), la cual debe cumplirse en cada barra de la red, para cada hora del horizonte de evaluación. Las ecuaciones (3.3), (3.4) y (3.5) modelan los flujos de líneas existentes y candidatas. Las ecuaciones (3.6) a la (3.14) modelan las potencias despachadas de los generadores, considerando sus reservas de subida y bajada, sus rampas, las reservas sistémicas mínimas que deben cumplir y las posibles transiciones de estado entre encendido y apagado de cada máquina. Las ecuaciones (3.15) a la (3.18) modelan los tiempos de encendido y apagado de los generadores, y las ecuaciones (3.19) a la (3.25) modelan los BESS, donde la primera refleja la capacidad máxima total de baterías a instalar (este valor se estima como un 20% del valor de la demanda *peak* [86]), siendo las últimas tres las ecuaciones de inventario de las baterías. Todas las restricciones anteriores se deben cumplir para cada hora de cada periodo del horizonte de evaluación.

3.3. Etapa 2: Verificación de cumplimiento de restricciones de estabilidad

El diagrama de la Figura 3.2 resume el proceso iterativo que se realiza para evaluar las restricciones de estabilidad en el modelo de optimización basadas en los SCLs de las barras de la red.

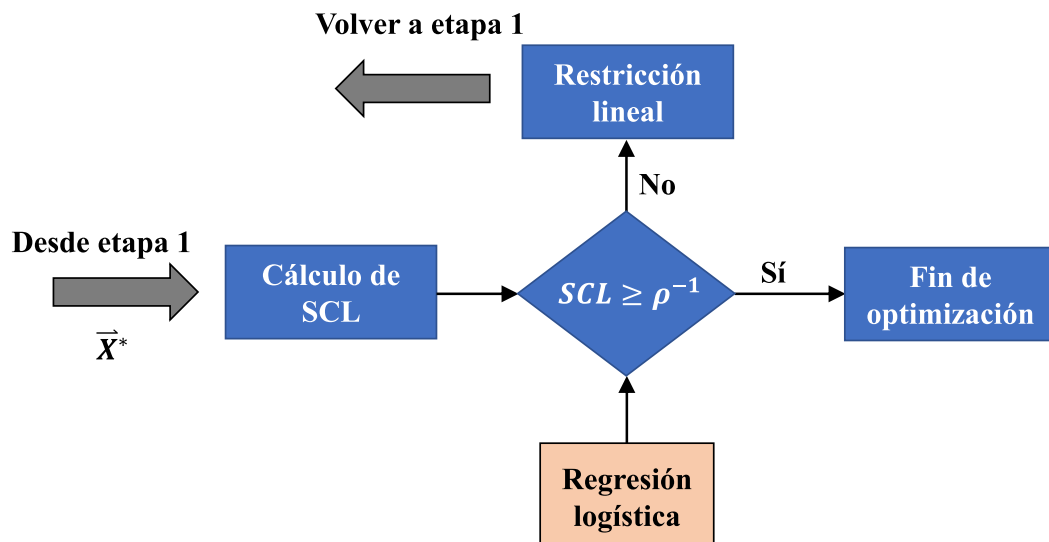


Figura 3.2: Proceso iterativo para evaluar condiciones de SCLs.

El bloque **Cálculo de SCL** recibe el resultado del plan de inversión encontrado en

la etapa 1, y junto a la topología de la red, calcula los valores de SCL de cada barra del sistema. Para esto, se desarrolló un algoritmo que se encarga de encontrar el equivalente de Thévenin (Z_{th}) en cada barra de la red a partir de los parámetros de esta, tales como las impedancias de las líneas de transmisión y las reactancias transitorias de los GS que se encuentren en servicio en un punto de operación dado, además de considerar que los BESS y las ERNC realizan un aporte en corriente de cortocircuito de 1.1 [p.u.] en base propia. Luego se obtiene el SCL en [MVA] mediante la aproximación de $\frac{S_b}{Z_{th}}$ donde $S_b = 100$ [MVA] y Z_{th} es la impedancia en [p.u.] base común calculada para cada barra del sistema.

El bloque **Regresión logística** se encarga de relacionar la probabilidad de que se tenga una respuesta estable del sistema frente a un cortocircuito dado el SCL de la barra cercana a la falla. Siguiendo la idea del ejemplo mostrado en la sección 2.9 del Capítulo 2, lo que se busca representar mediante curvas sigmoides es la probabilidad de que el sistema sea estable (1) o inestable (0) frente a fallas, las cuales serán cortocircuitos trifásicos en las barras de interés.

Para esto, antes de comenzar con el proceso de optimización, se realizan una serie de cortocircuitos trifásicos en distintas barras del sistema y bajo diversos puntos de operación. Lo que se hace es realizar la falla y registrar tanto el SCL de la barra (en el eje x) como si el sistema se comporta de manera estable (1) o no (0) (en el eje y). Esto último se lleva a cabo mediante simulaciones RMS en *DIgSILENT PowerFactory*. Con el fin de tener una mejor representación de $p(x)$, se consideran la mayor cantidad de puntos posibles. El cortocircuito trifásico se realiza en la línea correspondiente a una distancia del 5% respecto a la barra de interés, utilizando un tiempo de despeje del cortocircuito de 200 [ms] que es acompañado de la apertura del circuito con falla. Este procedimiento se lleva a cabo en barras de diverso tipo, es decir, barras de generación, troncales y de carga, y se hace en distintas zonas de la red de modo que se cubra un amplio rango de SCLs. Por último, se destaca que las curvas consideradas se dividen según el tipo de barra (generación, troncal y de carga).

Siguiendo con la Figura 3.2, dado que se tiene una relación entre la probabilidad de que el sistema sea estable y el SCL de las barras de la red, es posible exigir un cierto nivel de seguridad, en términos de estabilidad, para la solución encontrada en la etapa 1. Se compara el SCL de cada barra de la red con el valor de la función inversa de $p(x)$ dado un cierto valor de probabilidad de que la red sea estable. Si los SCLs de la red cumplen con ser mayores o iguales a los exigidos, se finaliza la optimización. En caso contrario, en el bloque **Restricción lineal** se define una restricción lineal que se encarga de eliminar una solución en particular del dominio de las inversiones del problema. Esta se detalla a continuación:

Sea $\vec{X}^* = (x_1, x_2, \dots, x_i)$ el punto del dominio del plan de inversiones que se desea eliminar. Se tiene que la restricción para sacar este punto del dominio del problema se puede escribir como:

$$\sum_{i=1}^n x_i^1 + \sum_{i=1}^n (1 - x_i^0) \leq n - 1 \quad (3.26)$$

donde:

- a) x_i^1 son las variables binarias de \vec{X}^* que son iguales a 1.
- b) x_i^0 son las variables binarias de \vec{X}^* que son iguales a 0.
- c) n es la cardinalidad de \vec{X}^* , es decir, la cantidad de x_i que están asociados a ese punto.

Esta restricción es entregada a la etapa 1 cada vez que la solución encontrada no cumpla con los criterios de estabilidad. De esta forma, se vuelve a resolver el problema económico pero sin considerar la solución que se descarta en la etapa 2.

3.4. Etapa 3: Validación dinámica

Para validar dinámicamente los resultados, se realizarán simulaciones RMS utilizando DIgSILENT *PowerFactory* de los distintos planes de inversión que entregue la optimización propuesta. Concretamente, se tienen los siguientes pasos:

- Obtención de resultados de optimización sin considerar el nivel de cortocircuito, y considerando planificación con equipos BESS y sin ellos. Estos corresponden a los resultados base que se tienen al realizar la planificación de la transmisión sin tener en cuenta criterios de estabilidad.
- Obtención de los resultados de optimización considerando criterios de estabilidad. Esto se hace para distintos niveles de exigencia de potencia de cortocircuito, es decir, distintas probabilidades de que el sistema sea estable. Además, se hace considerando planificación con equipos BESS y sin ellos.
- Realización de diversos cortocircuitos en diferentes barras de interés, con el fin de estudiar el posible mejoramiento de la estabilidad del sistema a medida que se exige mayor nivel de cortocircuito.
- Se observarán los ángulos de las máquinas y tensiones de las barras cercanas a la falla, para cada uno de los casos que correspondan.
- Adicionalmente se obtendrán las corrientes reactivas de los equipos BESS para evaluar su comportamiento durante los cortocircuitos.

Capítulo 4

Caso de estudio

La red usada para probar el modelo de optimización está basada en una versión de la red del SING¹ del año 2016 (red que se caracteriza por poseer bajos niveles de inercia), cuando aún no existía la interconexión con el SIC². Cabe destacar que se considera un modelo simplificado para representarla en el problema de optimización, reduciéndola a un total de 20 barras y 23 líneas de transmisión (14 de doble circuito y 9 de circuito simple), siendo todas de 220 [kV], la cual se puede observar en la Figura 4.1. Dentro de esta red simplificada, se agrupan 45 generadores síncronos y 21 centrales ERNC (solar y eólica), logrando una capacidad instalada de 3580 [MW] y 1350 [MW] respectivamente, teniendo una penetración ERNC en torno al 27 %. Este parque generador incluye las centrales que se conectarán a esa red hasta el 2021 de acuerdo a la PELP³ de 2017 [87].

Se utilizan 3 días representativos para todo el año del horizonte de evaluación (con pesos de 83, 131 y 151 días), utilizando 7 perfiles solares y 2 eólicos, pero utilizando un único perfil de demanda para toda la red, esto último se justifica debido a que la demanda del SING en la práctica resulta ser bastante plana. Los perfiles ERNC se asignan a las 21 centrales de acuerdo a su ubicación en la red y la demanda *peak* alcanza el valor de 3022 [MW]. Cabe mencionar que para la proyección de la demanda se utilizó un factor de 6 % de crecimiento anual calculado a 10 años.

En cuanto a las líneas de transmisión candidatas para la planificación, se escogieron 16 circuitos, los cuales intentan seguir la columna vertebral de la red, además de reforzar zonas de carga y/o generación. En la Figura 4.1 se marcan con color rojo las líneas con un circuito adicional candidato.

Para escoger las barras candidatas a instalar equipos BESS se usó como criterio el nivel de cortocircuito (donde destacan las que tienen niveles más bajos) y la presencia de ERNC en dichas barras, lo cual determinó 10 candidatas. Se limita la cantidad de módulos BESS a un valor máximo de 5 por barra candidata, además de considerar una capacidad de 50

¹Sistema Interconectado del Norte Grande.

²Sistema Interconectado Central.

³Planificación Energética de Largo Plazo.

[MW] por BESS, y una restricción general de que la capacidad instalada total sea menor o igual a 600 [MW] (aproximadamente el 20% de la demanda *peak*). En la Figura 4.1 estas barras son de color azul. Se considera que todos los BESS a instalar cuentan con un esquema de control de inyección de corrientes reactivas durante fallas como el presentado en la sección 2.5.

Las barras y líneas negras de la Figura 4.1 indican que dichos elementos no son candidatos para instalar equipos BESS ni circuitos adicionales respectivamente.

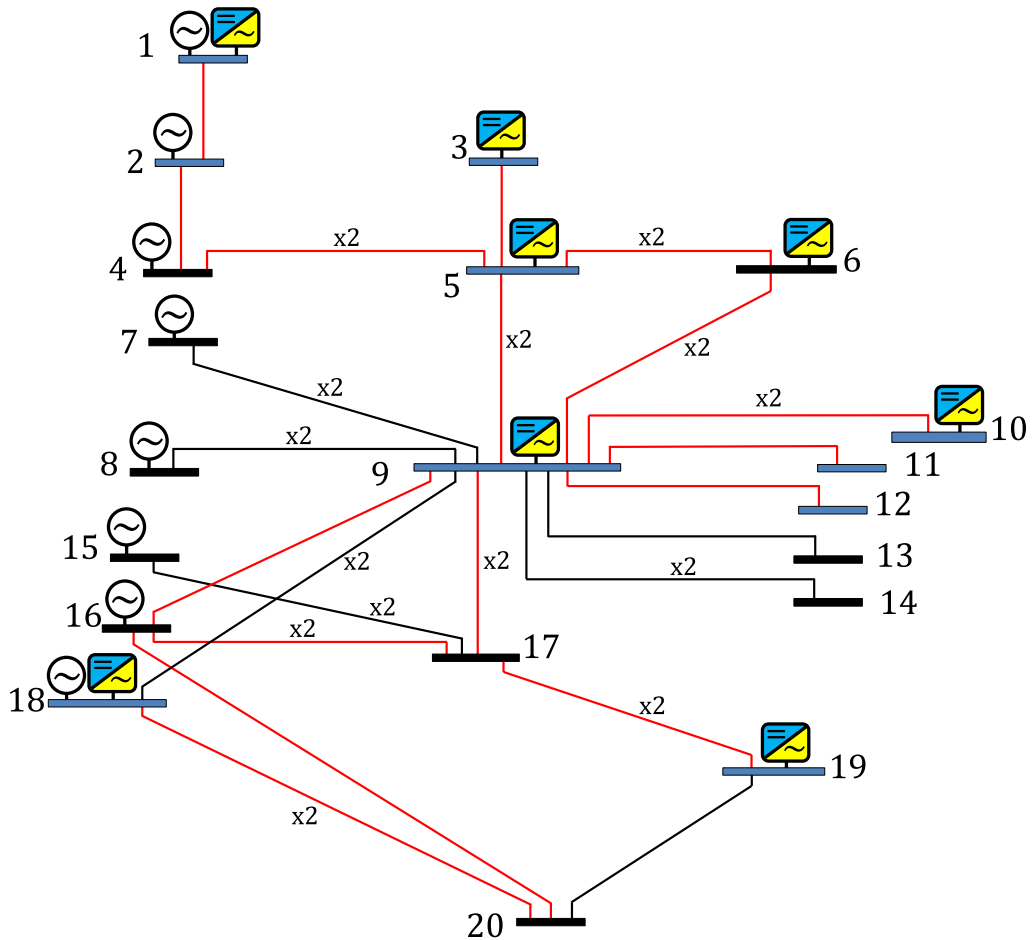


Figura 4.1: Red simplificada del SING con circuitos y barras candidatas para instalar equipos BESS.

Cabe destacar que los generadores de la Figura 4.1 simbolizan las principales zonas de generación del sistema, no se refieren necesariamente a una única máquina en particular. Lo mismo aplica para las zonas con ERNC, las cuales se han coloreado celeste y amarillo para representar las eólicas y solares. Además, las líneas de transmisión con doble circuito existentes se simbolizan con un “x2”, mientras que el resto son de circuito simple.

Los casos a estudiar son cuatro y corresponden a distintas exigencias de nivel de potencia de cortocircuito en términos de la probabilidad de que el sistema sea estable frente a

un cortocircuito trifásico, es decir, el valor p asociado al eje vertical de las curvas sigmoideas que se determinen mediante la regresión logística. Estas probabilidades son $p = 84\%$, 87% , 90% y 93% , además de incluir un caso base en que no se exige ningún valor de nivel de cortocircuito, es decir, la planificación siguiendo la optimización tradicional (este caso es para efectos de comparación). Adicionalmente, se añaden los casos en donde se tienen estos mismos escenarios anteriores, con la diferencia de que no se consideran equipos BESS en el problema de planificación.

Para llevar a cabo la validación dinámica se utiliza *DIGSILENT PowerFactory*, en donde se realizan simulaciones RMS de cortocircuitos trifásicos a una distancia del 5% de la barra de interés, y el despeje de la falla considera la apertura del circuito correspondiente. El tiempo de despeje es de $200 [ms]$ para barras que no sean de generación, mientras que en barras de generación se aplica un tiempo de $250 [ms]$. Las barras donde se realizan estas fallas se muestran en la Figura 4.2:

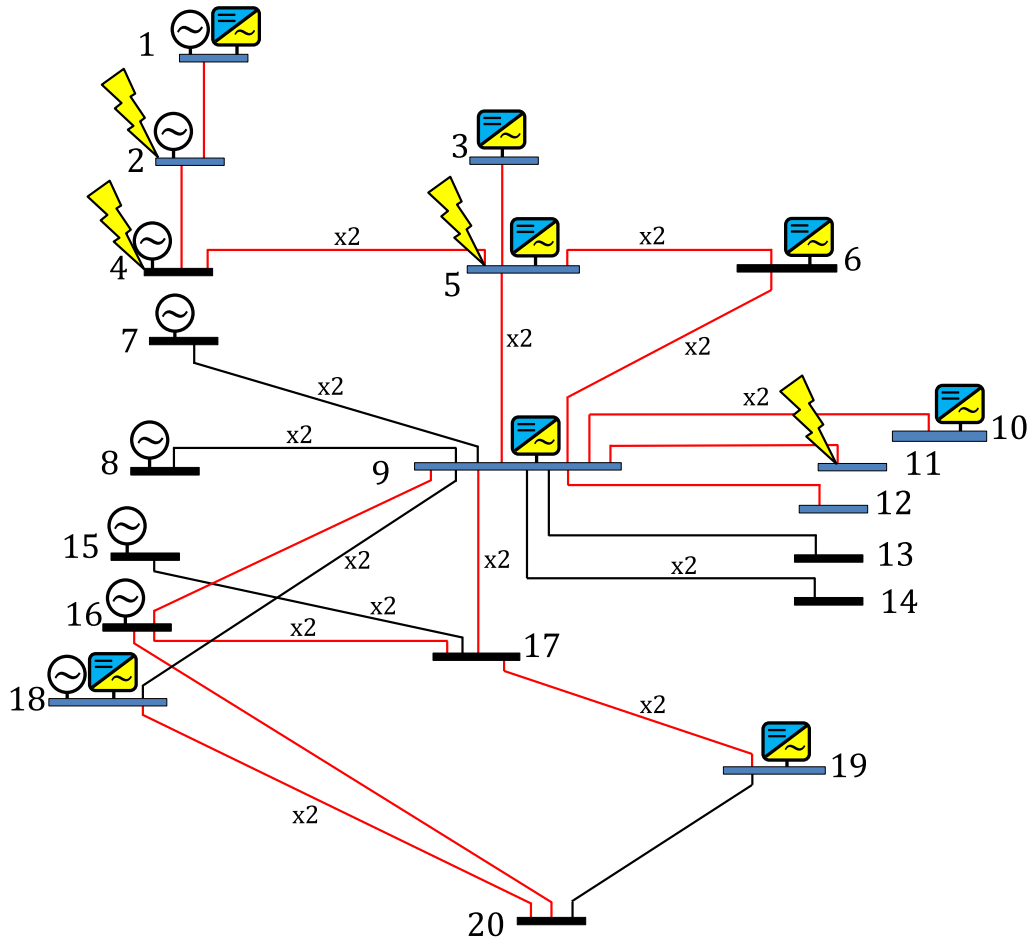


Figura 4.2: Red simplificada del SING con ubicación de fallas para validación dinámica.

Estas barras se escogieron simplemente intentando abarcar barras de generación, troncal y de carga (a cola de red) en zonas débiles de la red.

Capítulo 5

Resultados y análisis

En lo que sigue se mostrarán primero las curvas sigmoides obtenidas de acuerdo a la metodología mencionada en la sección **3.3** del Capítulo **3**, luego los resultados de la optimización propuesta en términos de los reforzamientos a nivel de transmisión en cada caso, para posteriormente continuar con la validación dinámica de esos resultados a través de simulaciones RMS en *DIgSILENT PowerFactory*.

5.1. Curvas sigmoides

Al aplicar la regresión logística a los datos que se generan al realizar los diversos cortocircuitos a la red de estudio, se obtuvieron los coeficientes de las curvas sigmoides que se indican en la Tabla 5.1, mientras que en la Figura 5.1 se muestran estas curvas según tipo de barra:

Tipo de barra	β_0	β_1
Troncal	-8.2710	0.0073
Carga	-6.5818	0.0067
Generación	-6.6276	0.0034

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

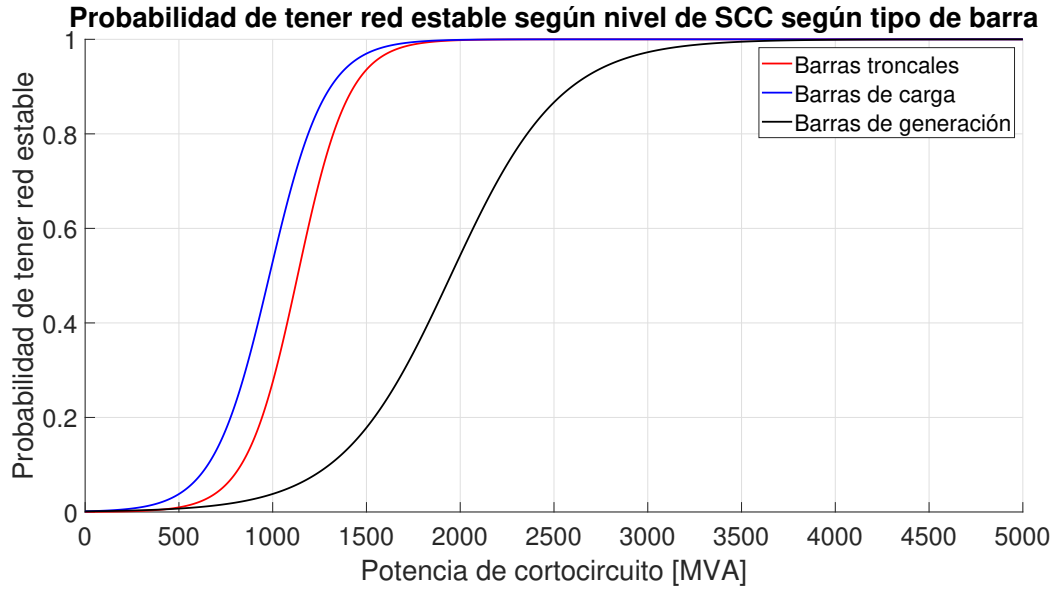


Figura 5.1: Curvas sigmoideas según tipo de barra.

Se puede observar que existe una clara similitud en los casos en que la barra donde se hizo el cortocircuito es troncal o de carga, a diferencia del caso en donde las barras son de generación. Además, se cumple que en las barras de generación se necesita exigir un mayor nivel de potencia de cortocircuito para tener una mayor probabilidad de que el sistema sea estable frente a una falla. Por ejemplo, si se desea que la probabilidad de que el sistema sea estable alcance el valor de 85 % en barras de generación, esto se traduce en que se necesita un valor de:

$$p(x) = \frac{1}{1 + e^{-(\beta_0 + \beta_1 x)}} \implies x = \frac{\ln\left(\frac{p(x)}{1-p(x)}\right) - \beta_0}{\beta_1} \quad (5.1)$$

$$\implies x = \frac{\ln\left(\frac{0.85}{1-0.85}\right) + 6.6276}{0.0034} = 2459.5 \text{ [MVA]} \quad (5.2)$$

Por el contrario, en barras de carga solo se tendría que exigir un valor de $x = 1241.3 \text{ [MVA]}$. Esto es coherente ya que las barras de generación tienden a poseer niveles de cortocircuito elevados producto de la presencia de generadores sincrónicos.

Cabe destacar que esta 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, presencia de centrales con convertidor y sus características del sistema de control, inercia del sistema, *etc.*

5.2. Resultados optimización

La Tabla 5.2 muestra los costos de operación, inversión y totales según la exigencia de nivel de cortocircuito y la consideración del uso de BESS en la planificación de la transmisión, en millones de dólares ([MMUSD]). Se destaca que para el caso con BESS sin SCC se instalaron 2 baterías en el sistema, mientras que para el caso de $p = 84\%$ fueron 4 y para los casos $p = 87\%$, 90% y 93% fueron 5.

Con BESS					
Costos [MMUSD]	Sin SCC	$p = 84\%$	$p = 87\%$	$p = 90\%$	$p = 93\%$
Costo inversión	9,8	19,8	24,1	24,6	25,8
Costo operación	826,2	816,2	812,6	812,9	812,3
Costo total	836,1	836,0	836,8	837,6	838,1
Sin BESS					
Costos [MMUSD]	Sin SCC	$p = 84\%$	$p = 87\%$	$p = 90\%$	$p = 93\%$
Costo inversión	7,3	4,3	4,3	5,7	7,0
Costo operación	834,3	857,7	857,7	857,7	857,8
Costo total	841,6	862,0	862,0	863,4	864,8

Tabla 5.2: Costos de operación, inversión y totales según cada caso.

Al comparar los casos sin exigencia de SCC con y sin BESS, se observa que si bien los costos de inversión son superiores al incluir equipos BESS en la planificación de la transmisión, los costos de operación bajan considerablemente, además de disminuir los costos totales. Esto refleja su capacidad de entregar una mayor flexibilidad en la operación del sistema, sobre todo cuando hay presencia de centrales ERNC cercanas a los BESS.

Viendo el caso con BESS, a medida que aumenta la exigencia del nivel de SCC, se observa que los costos de inversión y total van aumentando debido a que se decide instalar mayor cantidad de líneas de transmisión y baterías para poder reforzar las zonas con bajos niveles de cortocircuito. Sin embargo, si bien el aumento de la inversión es alto, el incremento en los costos totales es bajo en comparación al caso sin restricciones de estabilidad (hay un aumento del 0.24%), lo cual demuestra que no existe una penalización muy alta al exigir reforzar zonas débiles de la red para mejorar la estabilidad, al menos en términos de costos totales. Además, hay que considerar que mediante estos reforzamientos es posible mejorar notablemente el desempeño de la red frente a ciertas fallas en comparación al caso donde no se incluyen restricciones de estabilidad (lo cual se verifica mediante las simulaciones dinámicas posteriores), por lo tanto, este aumento de costos viene acompañado de una reducción de costos por posibles apagones (no cuantificada pero importante) que se podrían dar en el caso sin exigencias de nivel de cortocircuito.

Ahora, al observar el caso de planificación sin BESS, se tiene que los costos totales también van aumentando a medida que crece la exigencia de nivel de SCC, sin embargo, estos valores son mayores que el caso con BESS debido a que ya no se cuenta con la flexibilidad que otorgan estos equipos en la operación del sistema, ya que simplemente se

instalan líneas de transmisión para cumplir con las exigencias de nivel de SCC.

En las Figuras 5.2 y 5.3 se muestran los resultados en términos de equipos y circuitos adicionales que se instalaron según cada caso, además de indicar el nivel de cortocircuito mediante colores en cada barra:

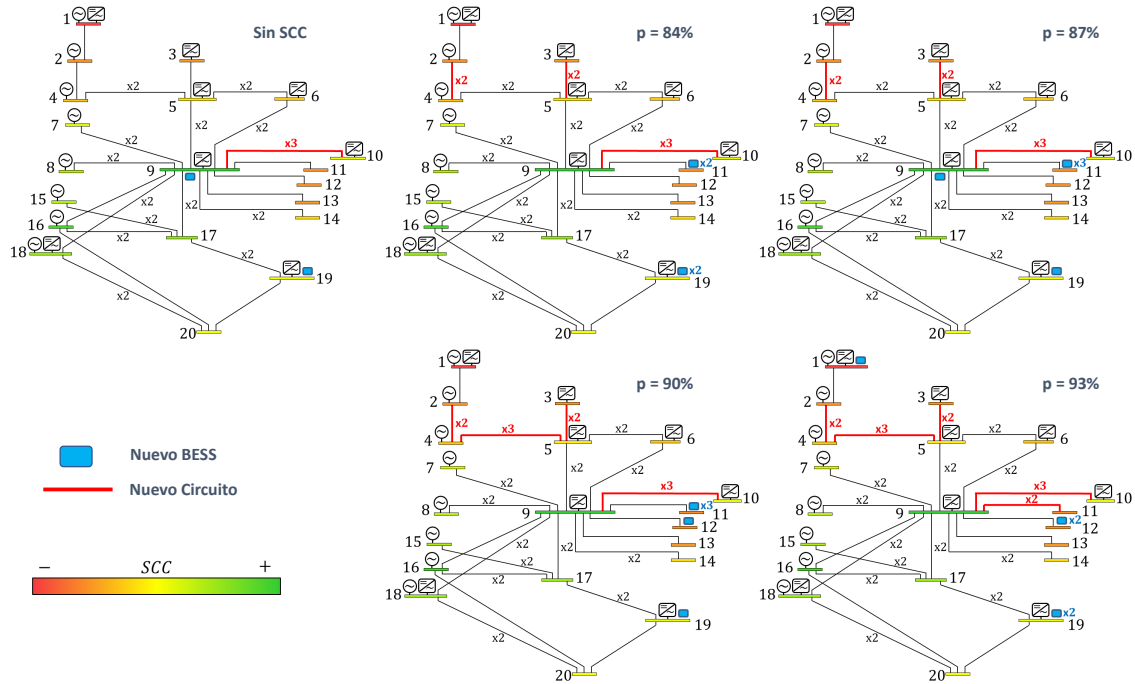


Figura 5.2: Resultados de planificación con BESS de 50 [MW].

De la Figura 5.2 se observa que a medida que aumenta la exigencia de nivel de SCC, el modelo de optimización claramente tiende a instalar nuevos circuitos y/o equipos BESS en torno a zonas de bajo nivel de SCC, como lo es la formada por las barras 1, 2, 3, 4 y 5, y la zona de las barras 11 y 12. Además, a lo largo de cada caso se mantiene la decisión de instalar un tercer circuito entre las barras 9 y 10, y BESS en la barra 19, lo cual se justifica por motivos económicos más que razones de mejora en la estabilidad de la red.

De manera similar, la Figura 5.3 muestra que a medida que se exigen mayores niveles de SCC, el modelo de optimización enmalla cada vez más las zonas débiles de la red. En particular, se observa que a partir de $p = 84\%$, ya se dejan de lado algunos circuitos que se instalaban por motivos puramente económicos (caso sin exigencias de SCC), de modo que ahora se instalan circuitos en las zonas donde se colocaban equipos BESS en los casos anteriores señalados en la Figura 5.2. Esta planificación que solo considera nuevos circuitos es menos eficiente en comparación a la que sí considera BESS, ya que a partir de las primeras exigencias de estabilidad ya decide instalar circuitos que elevan los niveles de cortocircuito a valores excesivos a los requeridos, es decir, instalar un circuito adicional puede elevar los niveles de SCC a valores superiores a los mínimos exigidos para ciertos casos. Esto se observa al comparar los casos con $p = 84\%$ y 87% , donde se obtiene el mismo plan de inversión para cumplir las exigencias de estabilidad.

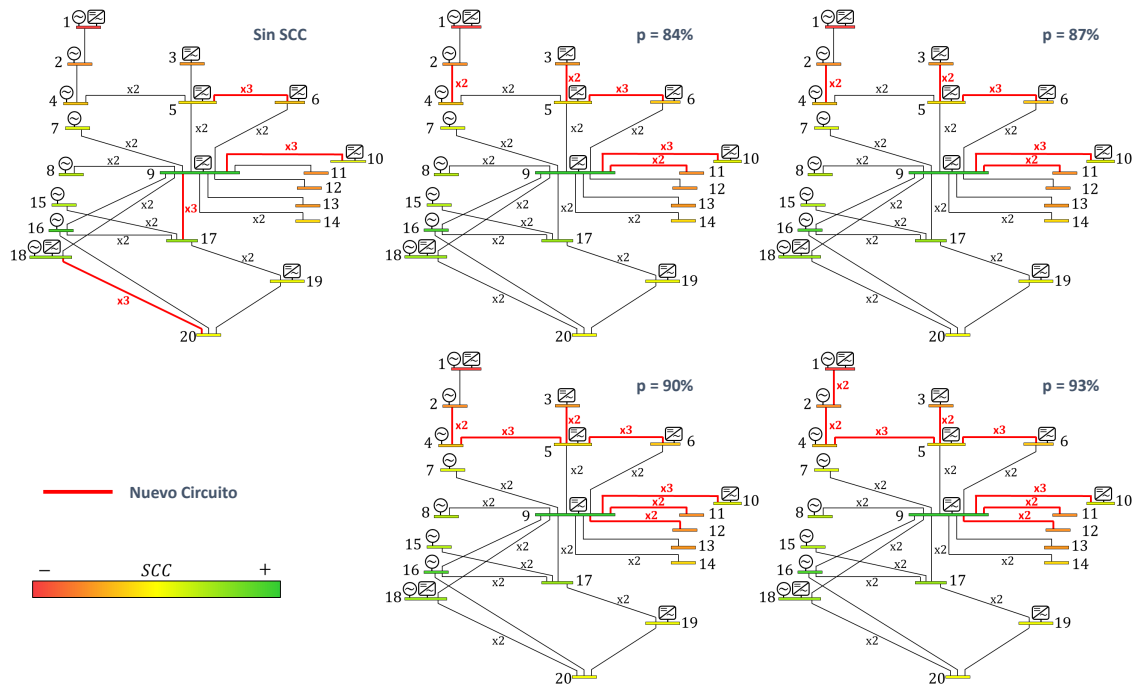


Figura 5.3: Resultados de planificación sin incluir BESS.

5.3. Resultados simulaciones RMS

5.3.1. Desempeño de ángulos y tensiones

En lo que sigue se muestran simulaciones dinámicas para cortocircuitos trifásicos en las barras 2, 4, 5 y 11 con el fin de evaluar la mejora en la estabilidad del sistema de acuerdo a las exigencias de nivel de SCC. Se muestran los ángulos de las máquinas y tensiones de las barras cercanas a la falla. Se incluyen todos los casos, es decir, planificación con y sin BESS, según las distintas exigencias de nivel de SCC. Además, cabe destacar que en el caso con BESS y sin SCC, si bien los equipos BESS instalados cuentan con un esquema de control de inyección de potencia reactiva durante fallas, este se deja desactivado para estos casos, es decir, solo se instalan con fines económicos, sin considerar las posibles mejoras en la estabilidad del sistema que estos equipos puedan aportar.

Para el caso del cortocircuito en B2 se tienen los resultados de las Figuras 5.4 y 5.5 que muestran los ángulos de las máquinas y tensiones de barras relevantes respectivamente. Es claro que los casos en que no se exigen ciertos niveles de SCC se tiene una respuesta inestable del sistema dado la pérdida del sincronismo del generador de la barra 2, además de que las tensiones en barras cercanas quedan oscilando sin presentar amortiguamiento. Sin embargo, se puede observar que a medida que se exigen mayores niveles de cortocircuito, existe una tendencia a mejorar el desempeño dinámico del sistema frente a la falla. Por ejemplo, viendo la respuesta de los ángulos de los generadores cercanos, se observa que desde el caso con BESS - con SCC de 84% ya se logra tener un sistema estable (a

pesar que la máquina en la barra 2 casi pierde sincronismo), respuesta que va mejorando cada vez que se exigen mayores niveles de SCC, es decir, las máquinas tienden a acelerarse menos. Finalmente, en el caso de SCC de 93 % ya se tiene una clara mejora respecto a la aceleración de las unidades cercanas de la falla, tanto para el caso con y sin BESS.

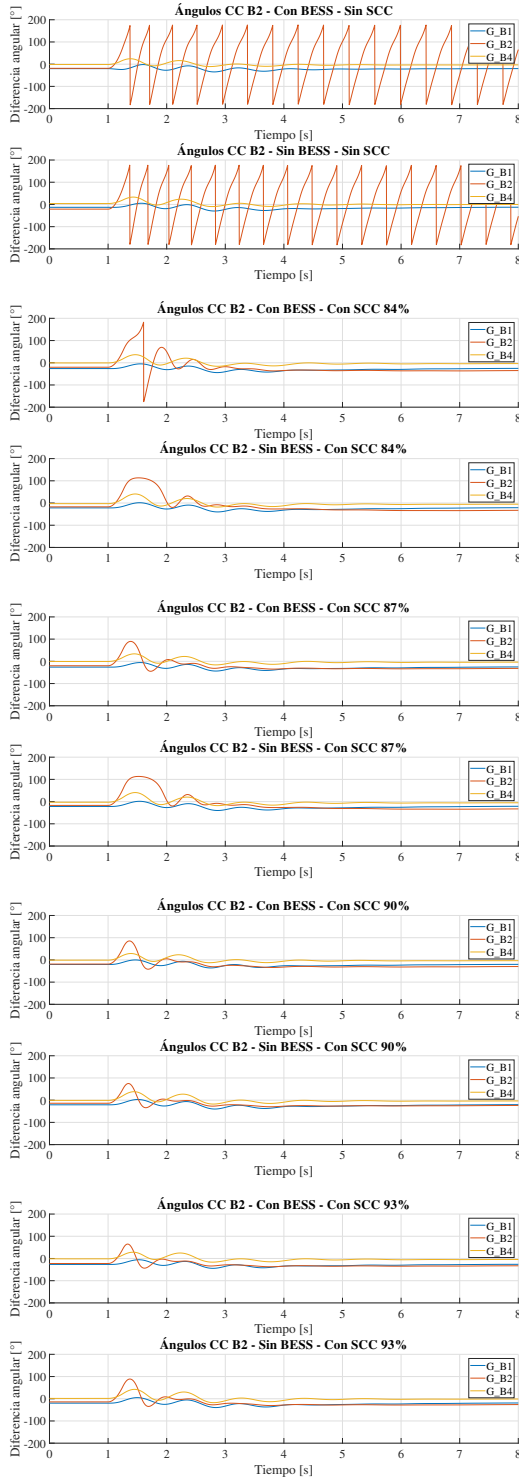


Figura 5.4: Cortocircuito B2 - Ángulos.

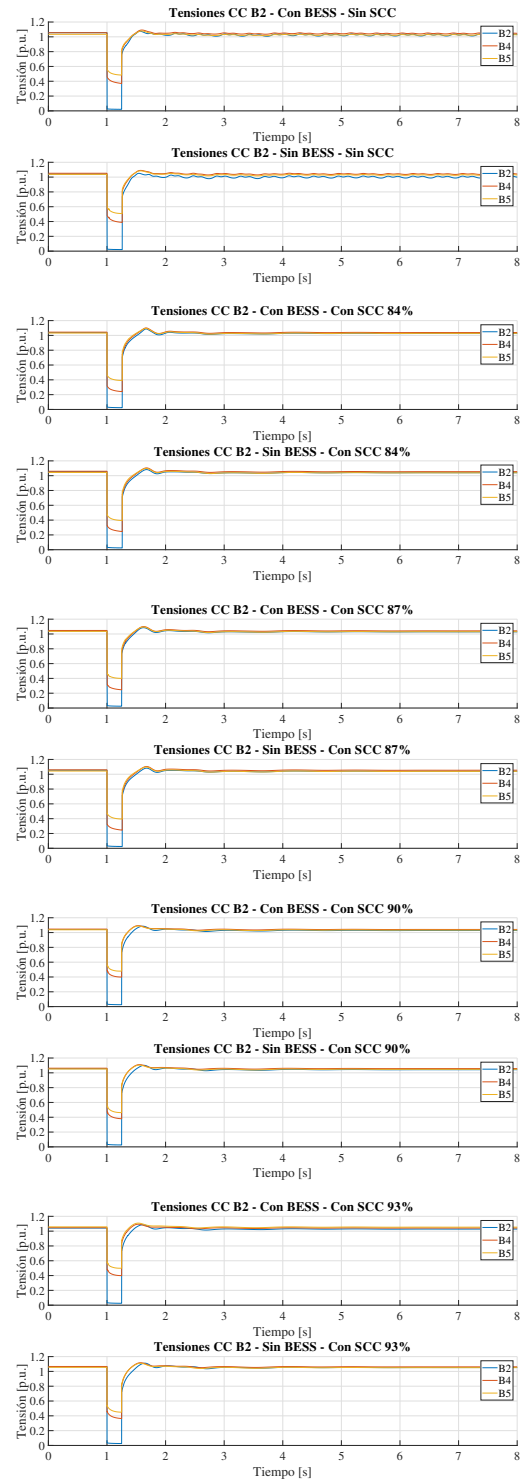


Figura 5.5: Cortocircuito B2 - Tensiones.

El comportamiento anterior se puede explicar en virtud de la evolución del SCR a medida que se exigen mayores niveles de SCC. Dado que los puntos de operación son bastante similares para cada caso (ya que la demanda se mantiene constante, los despachos no varían en gran medida), se cumple que el valor del SCR aumenta al subir los niveles de cortocircuito en las barras cuyos niveles eran bajos (recordando que el SCR se puede calcular como la potencia de cortocircuito trifásico sobre el flujo neto en la respectiva barra en [MW], es decir, SCC_{MVA}/F_{MW}). De este modo se logran mayores valores para el SCR en las barras donde se elevan los niveles de SCC mediante los reforzamientos en transmisión, lo cual da cuenta de un sistema más robusto respecto a la planificación sin criterios de estabilidad. Por lo tanto, al lograr un sistema con mayores valores de SCR en las zonas débiles de la red, se esperaría que el desempeño dinámico del sistema tenga una tendencia a mejorar frente a fallas, tal como se observa en los resultados de las Figuras 5.4 y 5.5. Esto ocurre, en parte, debido a que disminuyen las sensibilidades de la tensión respecto a las variaciones del flujo de potencia.

Por otra parte, recordando que la evolución de la aceleración de los generadores también se ve influenciada por el valor de la reactancia equivalente vista en bornes, al enmallar más la red los valores de estas reactancias tenderán a ser más pequeños, lo cual se traduce en un cambio de la curva característica $P - \delta$ de manera que se tendría un mayor margen de estabilidad para la operación de dichas máquinas.

En cuanto a la tensión en las barras cercanas a la falla, se ve un comportamiento similar en el sentido que mejora la respuesta respecto a los casos donde no se tiene la exigencia del nivel de SCC. Sin embargo, no se observa una gran mejora ni durante la falla como en los instantes posteriores al despeje de ella. Esto se debe a que las barras que se graficaron no tienen equipos BESS y tampoco se encuentran relativamente cercanas a barras con estos equipos.

Para el caso del cortocircuito en la barra 4, se tienen los resultados en las Figuras 5.6 y 5.7, que muestran los ángulos de las máquinas y tensiones relevantes para esa falla respectivamente:

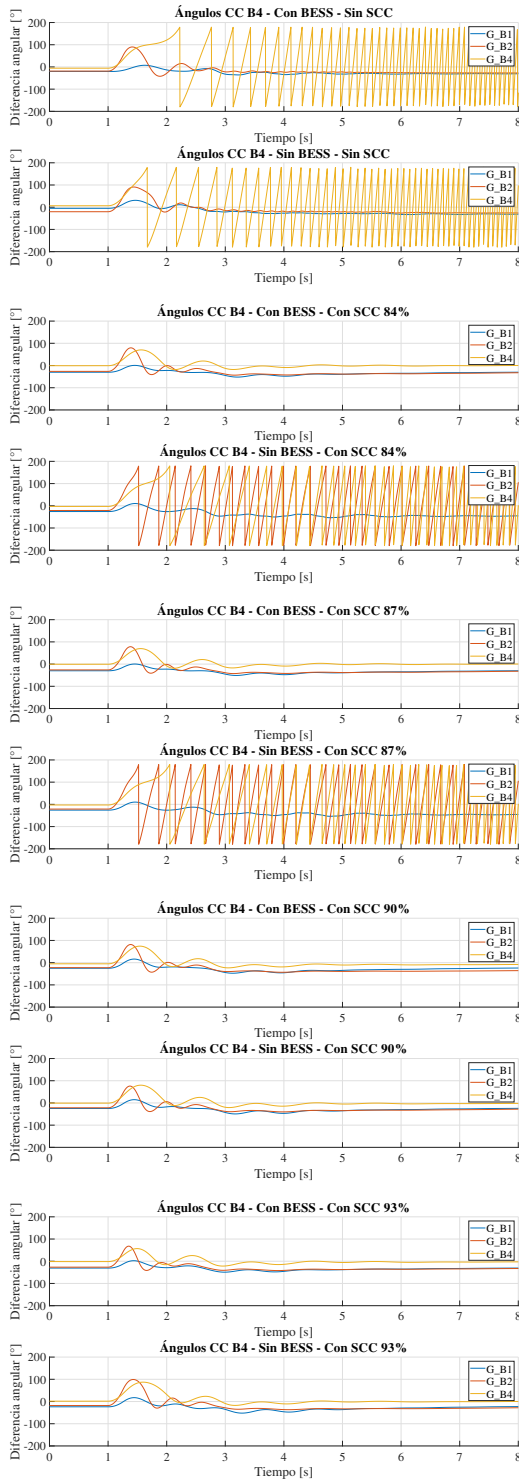


Figura 5.6: Cortocircuito B4 - Ángulos.

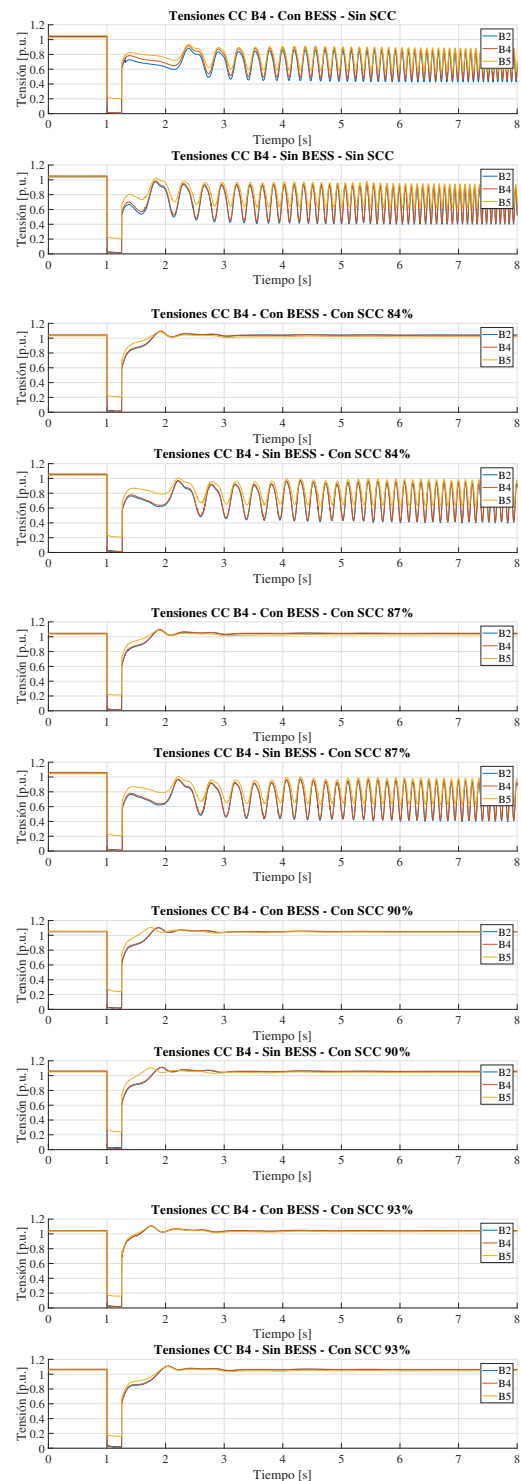


Figura 5.7: Cortocircuito B4 - Tensiones.

Se puede notar un efecto similar al caso del cortocircuito de la barra 2, en el sentido que el sistema tiende a mejorar su respuesta dinámica a medida que aumenta la exigencia del nivel de SCC. Esta vez es el generador de la barra 4 el que pierde sincronismo en los

casos de planificación sin considerar criterios de estabilidad. Sin embargo, en los casos de planificación sin BESS con SCC de 84 % y 87 % (en donde la optimización decidió el mismo plan de inversión) se tiene una respuesta inestable del sistema, donde se pierde sincronismo en generadores de las barras 2 y 4, siendo que en esos mismos casos pero con BESS, el sistema se comporta de manera estable. La razón de esto es que el nivel de cortocircuito es en realidad un indicador de estabilidad estático de la red, por lo tanto, pese a que con los circuitos adicionales se puede lograr un incremento de los niveles de SCC similar al del caso con BESS (y circuitos adicionales), se esperaría tener una mejor respuesta dinámica en el caso que la planificación sí considere equipos BESS, ya que estos cuentan con un esquema de control de potencia reactiva durante fallas, de modo que estos equipos son capaces de generar un aporte a la estabilidad durante la falla, a diferencia de las líneas de transmisión que solo realizan un mejoramiento de los niveles de cortocircuito desde un punto de vista estático. En cuanto a las tensiones, también van mejorando su respuesta, siendo la mejor de ellas para el caso con BESS con SCC de 93 %, que es justamente el más exigente en términos de estabilidad.

Las Figuras 5.8 y 5.9 muestran la respuesta del sistema frente a un cortocircuito en la barra 5 para los distintos casos de exigencia de nivel de SCC. Al realizar la falla en una barra más lejos de los generadores, se obtiene una respuesta estable del sistema en todos los casos, es decir, en particular la planificación que no considera criterios de estabilidad ya es capaz de lograr que la red sobreviva al cortocircuito. Sin embargo, de todas maneras a medida que aumenta la exigencia de niveles de cortocircuito, se observa una tendencia a tener leves mejoras en el desempeño dinámico del sistema, particularmente las máquinas más cercanas a la falla (generadores en barras 2 y 4) se aceleren menos respecto a los casos de planificación sin consideración de criterios de estabilidad.

Para el caso del cortocircuito en la barra 11, se obtienen resultados que siguen la misma línea que el cortocircuito de la barra 5, por lo tanto estos casos se muestran en los **Anexos** en las Figuras 6.4 y 6.5.

De los casos vistos anteriormente, se puede concluir que es en barras de generación donde se logra un mayor impacto en la mejora del desempeño del sistema mediante la exigencia de mayores niveles de cortocircuito. De todas maneras, lo anterior depende fuertemente del punto de operación que se tenga en consideración, es decir, puntos de operación menos exigidos (con máquinas menos cargadas), podrían mostrar resultados distintos a los vistos para los cortocircuitos en las barras 2 y 4. Además, el mejoramiento en la estabilidad podría variar al considerar otro tipo de fallas, como por ejemplo desconexión de generadores.

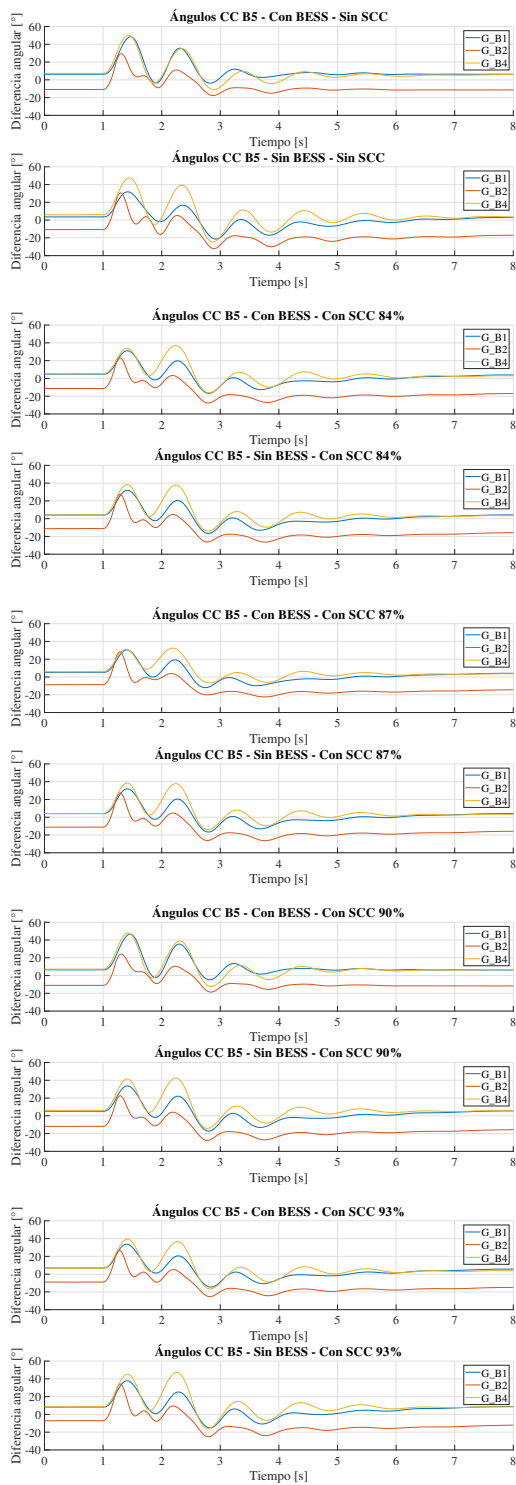


Figura 5.8: Cortocircuito B5 - Ángulos.

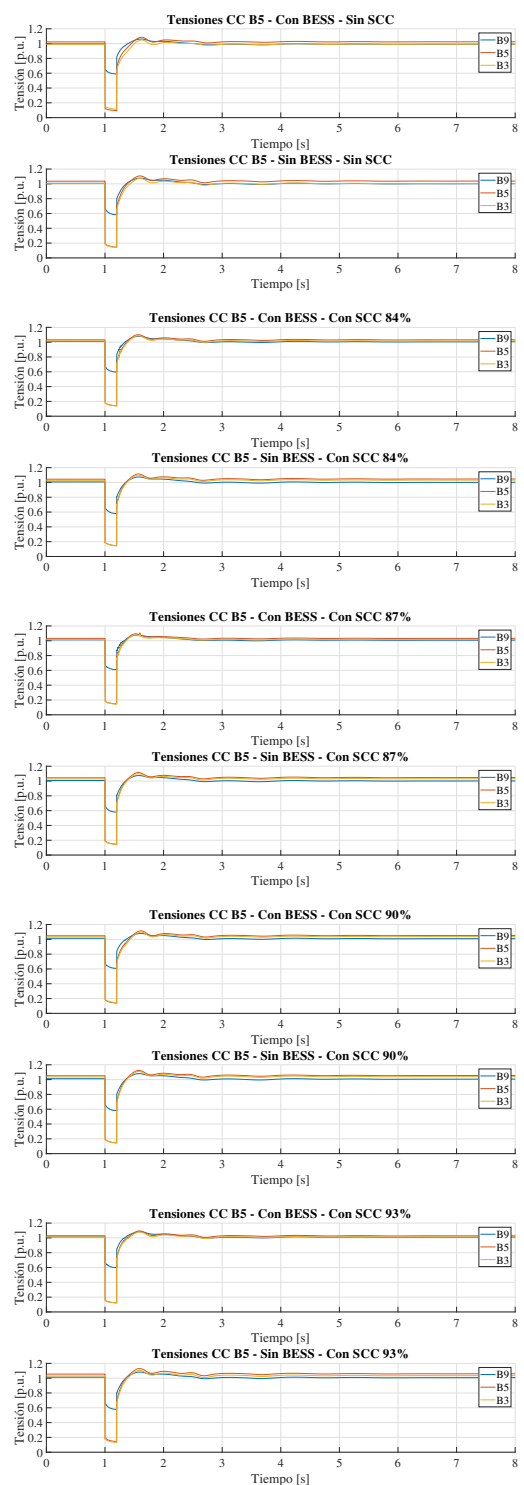


Figura 5.9: Cortocircuito B5 - Tensiones.

5.3.2. Corrientes de equipos BESS

La Figura 5.10 muestra las corrientes en el eje q de los equipos BESS para el caso de planificación con 87% de exigencia de SCC, para cada cortocircuito:

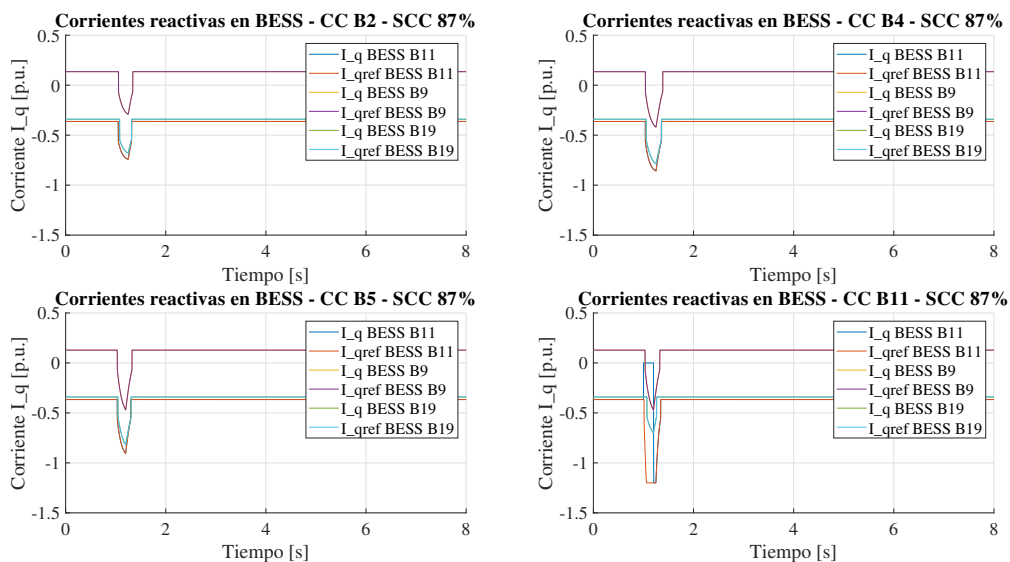


Figura 5.10: Corrientes reactivas de BESS para SCC de 87%.

Se puede observar que las corrientes que inyectan los BESS en casi todos los casos siguen perfectamente a la corriente de referencia a lo largo de toda la simulación. En particular, durante la falla se observa que la inyección de corrientes es mayor en los equipos que se encuentran más cercanos a la falla. Por ejemplo, para el cortocircuito en la barra 2, se cumple que el BESS en la barra 9 tiene la mayor caída en la corriente del eje q , a diferencia de los otros BESS, donde se observa que caen en menor medida respecto a su valor prefalla, además de que es el BESS de la barra 19 el que presenta la menor variación, tal como debe ser pues es el más lejano a la falla. Lo mismo sucede en el caso de los cortocircuitos en las barras 4 y 5.

Resulta de mayor interés lo que se observa para el caso de la falla en la barra 11, dado que en esa barra existen baterías en servicio. Durante la falla, las corrientes reactivas que inyectan los BESS en esa barra se reducen a cero, mientras que la de referencia indica que debe inyectar 1.2 [p.u.] que corresponde al valor máximo que pueden inyectar estos equipos para este trabajo en particular. Sin embargo, la batería no es capaz de seguir la referencia dado que al caer tanto la tensión en sus cercanías, el aporte que pueden realizar los BESS es marginal (tal como se vio en la sección 2.3), por lo que debe esperar a que se eleven los niveles de tensión mediante el despeje de la falla para que puedan inyectar reactivos al sistema.

Los otros casos de planificación con distintas exigencias de nivel de SCC son esencialmente similares al anterior, de modo que sus respectivas corrientes se muestran en los **Anexos** en las Figuras 6.1, 6.2 y 6.3.

Capítulo 6

Conclusiones

Mediante este trabajo se logró confirmar la hipótesis de que una planificación de la transmisión que considera criterios simplificados de estabilidad, sí es capaz de mejorar el desempeño dinámico del sistema frente a ciertas fallas como cortocircuitos. A través de indicadores del nivel de cortocircuito (SCC) en las barras de la red, fue posible determinar variados planes de inversión, que consideran circuitos adicionales y/o equipos BESS, según los distintos casos de exigencia del nivel de SCC. Se demostró que a medida que aumentan estas exigencias de SCC, las simulaciones dinámicas de los planes de inversión escogidos por el modelo muestran una clara tendencia al mejoramiento de la estabilidad del sistema frente a cortocircuitos.

Con el objetivo de 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. De esta manera fue posible incorporar restricciones a un modelo de planificación de la transmisión estándar, ya que a partir de valores relativamente fáciles de calcular (nivel de SCC), junto a estas curvas se determina inmediatamente la probabilidad de que el sistema sea estable dependiendo de los reforzamientos a nivel de transmisión que decida dicho modelo.

Al desarrollar un modelo de optimización iterativo que va descartando una a una las soluciones óptimas desde el punto de vista económico pero cuyo plan de inversión no cumpla con los criterios de estabilidad, se asegura teóricamente que el plan de inversión que sí cumpla con todas las restricciones será el óptimo global del problema. Esto se ve reflejado al evaluar el incremento de los costos totales de los distintos planes de inversión al aumentar las exigencias de nivel de SCC. En particular, los planes de inversión que sí consideran equipos BESS, si bien tienen un considerable aumento en los costos de inversión, los costos totales crecen de manera marginal respecto al caso sin restricciones de estabilidad (esto pues los costos de operación disminuyen producto de la flexibilidad en la operación que otorgan los BESS), lo cual demuestra que el óptimo que se alcanza es cercano al que solo considera criterios económicos. Sin embargo, esta metodología podría resultar en tiempos de simulación muy grandes para redes que consideren un mayor

número de nodos, circuitos adicionales y/o barras candidatas para instalar equipos BESS.

La validación dinámica de los planes de inversión para los distintos casos, permitió concluir que son los escenarios que incluyen equipos BESS los que generan mejoras más notables a la estabilidad del sistema frente a cortocircuitos, especialmente en barras de generación. Por lo tanto, se plantea la necesidad de considerar equipos BESS en la planificación de la transmisión a futuro, los cuales necesariamente deben tener incorporado un esquema de control de inyección de reactivos durante fallas, de modo que puedan generar un aporte real a la estabilidad del sistema cuando se requieran.

6.1. Trabajos futuros

Como trabajos futuros se plantea lo siguiente:

- 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, además de considerar otros esquemas de control que puedan realizar un aporte a la mejora de la estabilidad del sistema.
- 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 del modelo.

Bibliografía

- [1] P. Kundur, J. Paserba, V. Ajjarapu, G. Andersson, A. Bose, C. Canizares, N. Hatziargyriou, D. Hill, A. Stankovic, C. Taylor *et al.*, “Definition and classification of power system stability,” *IEEE transactions on Power Systems*, vol. 19, no. 2, pp. 1387–1401, 2004.
- [2] J. Glotfelty, “Transforming the grid to revolutionize electric power in north america,” *Tech. Rep.*, 2003.
- [3] A. Gavrilovic, “AC/DC system strength as indicated by short circuit ratios,” in *International Conference on AC and DC Power Transmission*. IET, 1991, pp. 27–32.
- [4] AEMO: ‘Fact Sheet: System Strength’, available at: https://www.aemo.com.au/-/media/Files/Electricity/NEM/Security_and_Reliability/Reports/2016/AEMO-Fact-Sheet-System-Strength-Final-20.pdf.
- [5] NERC: ‘Short-Circuit Modeling and System Strength’, *White Paper*, February, 2018.
- [6] NERC: ‘Integrating Inverter Based Resources into Weak Power Systems’, *Reliability Guideline*, June, 2017.
- [7] S.-H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: Ercot experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*. IEEE, 2012, pp. 1–7.
- [8] R. Walling, E. Gursoy, and B. English, “Current contributions from type 3 and type 4 wind turbine generators during faults,” in *PES T&D 2012*. IEEE, 2012, pp. 1–6.
- [9] Technical Information: Short-Circuit Currents, “*Information on short-circuit currents of SMA PV inverters*”, available at: https://www.energy3000.com/files/energy3000/ITA%20inverters%20datasheets/3000100367_SMA%20STP%205000TL-20_Certification%20short%20circuit%20current%20inverter_EN.pdf.
- [10] N. Tleis, *Power systems modelling and fault analysis: theory and practice*. Elsevier, 2007.

- [11] R. S. Go, F. D. Munoz, and J.-P. Watson, “Assessing the economic value of co-optimized grid-scale energy storage investments in supporting high renewable portfolio standards,” *Applied energy*, vol. 183, pp. 902–913, 2016.
- [12] S. Wogrin and D. F. Gayme, “Optimizing storage siting, sizing, and technology portfolios in transmission-constrained networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 3304–3313, Nov 2015.
- [13] A. Kanchanaharuthai, V. Chankong, and K. A. Loparo, “Transient stability and voltage regulation in multimachine power systems vis-à-vis statcom and battery energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2404–2416, Sep. 2015.
- [14] S. X. Chen, H. B. Gooi, and M. Q. Wang, “Sizing of energy storage for microgrids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 1, pp. 142–151, March 2012.
- [15] I. Konstantelos and G. Strbac, “Valuation of flexible transmission investment options under uncertainty,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 2, pp. 1047–1055, March 2015.
- [16] F. Zhang, Z. Hu, and Y. Song, “Mixed-integer linear model for transmission expansion planning with line losses and energy storage systems,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 7, no. 8, pp. 919–928, Aug 2013.
- [17] S. Dehghan and N. Amjady, “Robust transmission and energy storage expansion planning in wind farm-integrated power systems considering transmission switching,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 2, pp. 765–774, April 2016.
- [18] T. Qiu, B. Xu, Y. Wang, Y. Dvorkin, and D. S. Kirschen, “Stochastic multistage coplanning of transmission expansion and energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 643–651, Jan 2017.
- [19] C. MacRae, M. Ozlen, and A. Ernst, “Transmission expansion planning considering energy storage,” in *2014 IEEE International Autumn Meeting on Power, Electronics and Computing (ROPEC)*, Nov 2014, pp. 1–5.
- [20] Z. Hu, F. Zhang, and B. Li, “Transmission expansion planning considering the deployment of energy storage systems,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012, pp. 1–6.
- [21] T. Das, V. Krishnan, and J. D. McCalley, “Assessing the benefits and economics of bulk energy storage technologies in the power grid,” *Applied energy*, vol. 139, pp. 104–118, 2015.
- [22] V. Virasjoki, P. Rocha, A. S. Siddiqui, and A. Salo, “Market impacts of energy storage in a transmission-constrained power system,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 5, pp. 4108–4117, Sep. 2016.

- [23] N. Li and K. W. Hedman, “Economic assessment of energy storage in systems with high levels of renewable resources,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1103–1111, July 2015.
- [24] C. Rahmann, N. Cifuentes, F. Valencia, and R. Alvarez, “Network allocation of bess with voltage support capability for improving the stability of power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2019.
- [25] J. Machowski, J. Bialek, and J. Bumby, *Power system dynamics: stability and control*. John Wiley & Sons, 2011.
- [26] K. Kawabe and A. Yokoyama, “Effective utilization of large-capacity battery systems for transient stability improvement in multi-machine power system,” in *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, June 2011, pp. 1–6.
- [27] K. Kawabe and A. Yokoyama, “Improvement of angle and voltage stability by control of batteries using wide-area measurement system in power systems,” in *2012 3rd IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Europe (ISGT Europe)*, Oct 2012, pp. 1–7.
- [28] V. E. Díaz Osorio, “Localización de sistemas de baterías para el mejoramiento del desempeño en estabilidad transitoria de los sistemas eléctricos de potencia,” *Universidad de Chile*, 2017.
- [29] N. A. Cifuentes Otto, “Localización de equipos bess mediante algoritmos genéticos considerando criterios de estabilidad de voltaje,” *Universidad de Chile*, 2017.
- [30] *Transmission Code 2007: Network and System Rules of the German Transmission System Operators*, August, 2007.
- [31] J. Machowski, S. Robak, P. Kacejko, P. Miller, and M. Wancerz, “Short-circuit power as important reliability factor for power system planning,” in *2014 Power Systems Computation Conference*. IEEE, 2014, pp. 1–8.
- [32] J. Machowski, P. Kacejko, S. Robak, P. Miller, and M. Wancerz, “Simplified angle and voltage stability criteria for power system planning based on the short-circuit power,” *International Transactions on Electrical Energy Systems*, vol. 25, no. 11, pp. 3096–3108, 2015.
- [33] D. Wu, G. Li, M. Javadi, A. M. Malyscheff, M. Hong, and J. N. Jiang, “Assessing impact of renewable energy integration on system strength using site-dependent short circuit ratio,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 3, pp. 1072–1080, July 2018.
- [34] A. Araposthatis, S. Sastry, and P. Varaiya, “Analysis of power-flow equation,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 3, no. 3, pp. 115–126, 1981.

- [35] Red Eléctrica de España, “*Criterios técnicos de evaluación de fortaleza de red para integración de MPE de acuerdo a la literatura técnica existente*”, available at: https://www.ree.es/sites/default/files/01_ACTIVIDADES/Documentos/AccesoRed/Entregable1_Criterios_t%C3%A9cnicos_integraci%C3%B3n_MPE.pdf.
- [36] Y. Zhang, S. F. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Billo, and E. Rehman, “Evaluating system strength for large-scale wind plant integration,” in *2014 IEEE PES General Meeting / Conference Exposition*, July 2014, pp. 1–5.
- [37] Cigré Brochure 370, “*Integration of large scale wind generation using HVDC and power electronics.*”, WG-B4.39. ISBN: 978-2-85873-057-5, 2009.
- [38] M. Bassini, M. Horita, J. Jardini, and M. Davies, “Assessment of enabling technologies for the connection of wind farms to weak ac networks,” *Cigre Sci. Eng. CSE*, no. 006, pp. 12–20, 2016.
- [39] R. Li, C. Booth, A. Dyśko, A. Roscoe, H. Urdal, and J. Zhu, “Protection challenges in future converter dominated power systems: demonstration through simulation and hardware tests,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, 2015.
- [40] L. Fan and Z. Miao, “An explanation of oscillations due to wind power plants weak grid interconnection,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 9, no. 1, pp. 488–490, Jan 2018.
- [41] M. Altin, Ö. Göksu, P. Sorensen, A. Morales, J. Fortmann, and F. J. Buendia, “Phase angle calculation dynamics of type-4 wind turbines in rms simulations during severe voltage dips,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 8, pp. 1069–1186, 2016.
- [42] Ö. Göksu, R. Teodorescu, C. L. Bak, F. Iov, and P. C. Kjaer, “Instability of wind turbine converters during current injection to low voltage grid faults and pll frequency based stability solution,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 4, pp. 1683–1691, July 2014.
- [43] I. Erlich, F. Shewarega, S. Engelhardt, J. Kretschmann, J. Fortmann, and F. Koch, “Effect of wind turbine output current during faults on grid voltage and the transient stability of wind parks,” in *2009 IEEE Power Energy Society General Meeting*, July 2009, pp. 1–8.
- [44] R. Sebastián, “Application of a battery energy storage for frequency regulation and peak shaving in a wind diesel power system,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 764–770, 2016.
- [45] V. Krishnan and T. Das, “Optimal allocation of energy storage in a co-optimized electricity market: Benefits assessment and deriving indicators for economic storage ventures,” *Energy*, vol. 81, pp. 175–188, 2015.
- [46] I. Serban, R. Teodorescu, and C. Marinescu, “Energy storage systems impact on the short-term frequency stability of distributed autonomous microgrids, an analysis

- using aggregate models,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 7, no. 5, pp. 531–539, Sep. 2013.
- [47] S. Baros and M. D. Ilić, “Multi-objective lyapunov-based control of a statcom/bess,” in *2015 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*, Feb 2015, pp. 1–5.
- [48] M. Tachibana, M. D. Palmer, H. Matayoshi, T. Senjyu, and T. Funabashi, “Improvement of power system voltage stability using battery energy storage systems,” in *2015 International Conference on Industrial Instrumentation and Control (ICIC)*, May 2015, pp. 317–321.
- [49] E. O. N. GmbH, “Grid code: High and extra high voltage,” 2006.
- [50] X. Wang, M. Yue, and E. Muljadi, “Modeling and control system design for an integrated solar generation and energy storage system with a ride-through capability,” in *2012 IEEE Energy Conversion Congress and Exposition (ECCE)*. IEEE, 2012, pp. 3727–3734.
- [51] M. Mirhosseini, J. Pou, and V. G. Agelidis, “Single-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plant with ride-through capability over different types of grid faults,” in *IECON 2013-39th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. IEEE, 2013, pp. 8008–8013.
- [52] J. Pou, M. Mirhosseini, and V. G. Agelidis, “Single-and two-stage inverter-based grid-connected photovoltaic power plants with ride-through capability under grid faults,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 6, no. 3, pp. 1150–1159, 2014.
- [53] R. Hemmati, R. Hooshmand, and A. Khodabakhshian, “Comprehensive review of generation and transmission expansion planning,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 7, no. 9, pp. 955–964, Sep. 2013.
- [54] G. Latorre, R. D. Cruz, J. M. Areiza, and A. Villegas, “Classification of publications and models on transmission expansion planning,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 18, no. 2, pp. 938–946, May 2003.
- [55] G. Latorre, A. Ramos, I. Pérez-Arriaga, J. Alonso, and A. Sáiz, “Perla: A static model for long-term transmission planning—modeling options and suitability analysis,” in *Proc. 2nd Spanish-Portuguese Conf. Elect. Eng.*, 1991.
- [56] Niharika, S. Verma, and V. Mukherjee, “Transmission expansion planning: A review,” in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, April 2016, pp. 350–355.
- [57] J. Dodu and A. Merlin, “Dynamic model for long-term expansion planning studies of power transmission systems: the ortie model,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 3, no. 1, pp. 2–16, 1981.

- [58] C. Ruiz and A. J. Conejo, “Robust transmission expansion planning,” *European Journal of Operational Research*, vol. 242, no. 2, pp. 390–401, 2015.
- [59] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of power system economics*. Wiley Online Library, 2004, vol. 1.
- [60] R. Villasana, L. L. Garver, and S. J. Salon, “Transmission network planning using linear programming,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-104, no. 2, pp. 349–356, Feb 1985.
- [61] Y. Dusonchet and A. El-Abiad, “Transmission planning using discrete dynamic optimizing,” *IEEE Transactions on Power apparatus and Systems*, no. 4, pp. 1358–1371, 1973.
- [62] Z. M. Al-Hamouz and A. S. Al-Faraj, “Transmission expansion planning using non-linear programming,” in *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exhibition*, vol. 1, Oct 2002, pp. 50–55 vol.1.
- [63] S. Haffner, A. Monticelli, A. Garcia, J. Mantovani, and R. Romero, “Branch and bound algorithm for transmission system expansion planning using a transportation model,” *IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution*, vol. 147, no. 3, pp. 149–156, May 2000.
- [64] C. Abbey and G. Joos, “A stochastic optimization approach to rating of energy storage systems in wind-diesel isolated grids,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 418–426, Feb 2009.
- [65] E. I. Vrettos and S. A. Papathanassiou, “Operating policy and optimal sizing of a high penetration res-bess system for small isolated grids,” *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 26, no. 3, pp. 744–756, Sep. 2011.
- [66] Q. Fu, L. F. Montoya, A. Solanki, A. Nasiri, V. Bhavaraju, T. Abdallah, and D. C. Yu, “Microgrid generation capacity design with renewables and energy storage addressing power quality and surety,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2019–2027, Dec 2012.
- [67] S. Bahramirad, W. Reder, and A. Khodaei, “Reliability-constrained optimal sizing of energy storage system in a microgrid,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 3, no. 4, pp. 2056–2062, Dec 2012.
- [68] S. Chen, H. Beng Gooi, and M. Wang, “Sizing of energy storage for microgrids,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, July 2012, pp. 1–1.
- [69] C. Chen and S. Duan, “Optimal allocation of distributed generation and energy storage system in microgrids,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 8, no. 6, pp. 581–589, August 2014.
- [70] Y. Luo, L. Shi, and G. Tu, “Optimal sizing and control strategy of isolated grid

- with wind power and energy storage system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 80, pp. 407–415, 2014.
- [71] G. Carpinelli, G. Celli, S. Mocci, F. Mottola, F. Pilo, and D. Proto, “Optimal integration of distributed energy storage devices in smart grids,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 4, no. 2, pp. 985–995, June 2013.
- [72] R. Mena, M. Hennebel, Y.-F. Li, C. Ruiz, and E. Zio, “A risk-based simulation and multi-objective optimization framework for the integration of distributed renewable generation and storage,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 37, pp. 778–793, 2014.
- [73] A. S. A. Awad, T. H. M. EL-Fouly, and M. M. A. Salama, “Optimal ess allocation for load management application,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 1, pp. 327–336, Jan 2015.
- [74] M. Sedghi, A. Ahmadian, and M. Aliakbar-Golkar, “Optimal storage planning in active distribution network considering uncertainty of wind power distributed generation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, no. 1, pp. 304–316, Jan 2016.
- [75] J. Xiao, Z. Zhang, L. Bai, and H. Liang, “Determination of the optimal installation site and capacity of battery energy storage system in distribution network integrated with distributed generation,” *IET Generation, Transmission Distribution*, vol. 10, no. 3, pp. 601–607, 2016.
- [76] M. R. Sheibani, G. R. Yousefi, M. A. Latify, and S. Hacopian Dolatabadi, “Energy storage system expansion planning in power systems: a review,” *IET Renewable Power Generation*, vol. 12, no. 11, pp. 1203–1221, 2018.
- [77] IEEE/NERC Task Force on Short-Circuit and System Performance Impact of Inverter Based Generation, “Impact of Inverter Based Generation on Bulk Power System Dynamics and Short-Circuit Performance”, *IEEE Power & Energy Society*, July, 2018.
- [78] P. Tielens and D. Van Hertem, “The relevance of inertia in power systems,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 55, pp. 999–1009, 2016.
- [79] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B. Hodge, and B. Hannegan, “Achieving a 100 % renewable grid: Operating electric power systems with extremely high levels of variable renewable energy,” *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 15, no. 2, pp. 61–73, March 2017.
- [80] Cigre WG B4.62, Technical Brochures: “*Connection of wind farms to weak AC networks*”, 2016.
- [81] Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, Mayo 2018, available at: https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2015/06/NTSyCS_May18.pdf.

- [82] NERC: ‘Essential Reliability Services Task Force Measures Framework Report’, November, 2015.
- [83] S. Menard, *Logistic regression: From introductory to advanced concepts and applications*. Sage, 2010.
- [84] Logistic regression, available at: https://en.wikipedia.org/wiki/Logistic_regression.
- [85] The Simpler Derivation of Logistic Regression, available at: <https://win-vector.com/2011/09/14/the-simpler-derivation-of-logistic-regression>.
- [86] F. Steinke, P. Wolfrum, and C. Hoffmann, “Grid vs. storage in a 100 % renewable europe,” *Renewable Energy*, vol. 50, pp. 826–832, 2013.
- [87] Proceso de Planificación Energética de Largo Plazo, *Informe final corregido*, available at: <https://acera.cl/wp-content/uploads/2019/04/Informe-Final-corregido-PELP.pdf>.

Anexos

En lo que sigue se incluyen las figuras correspondientes a las corrientes reactivas de los BESS para los casos de planificación con exigencias de 84 %, 90 % y 93 %, además de las correspondientes al desempeño de ángulos y tensiones para el cortocircuito en la barra 11 según los distintos casos de exigencias de nivel de SCC.

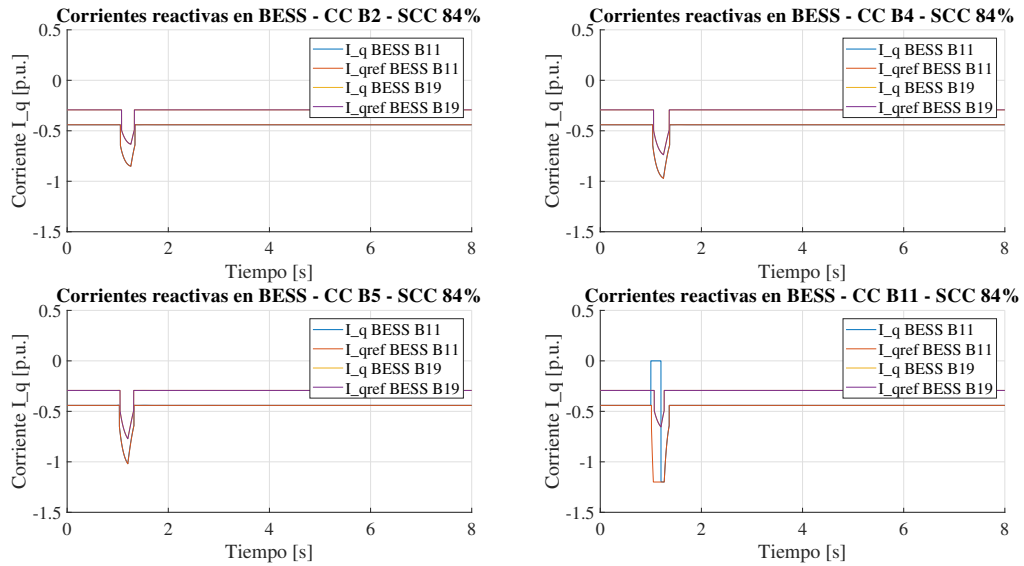


Figura 6.1: Corrientes reactivas de BESS para SCC de 84 %.

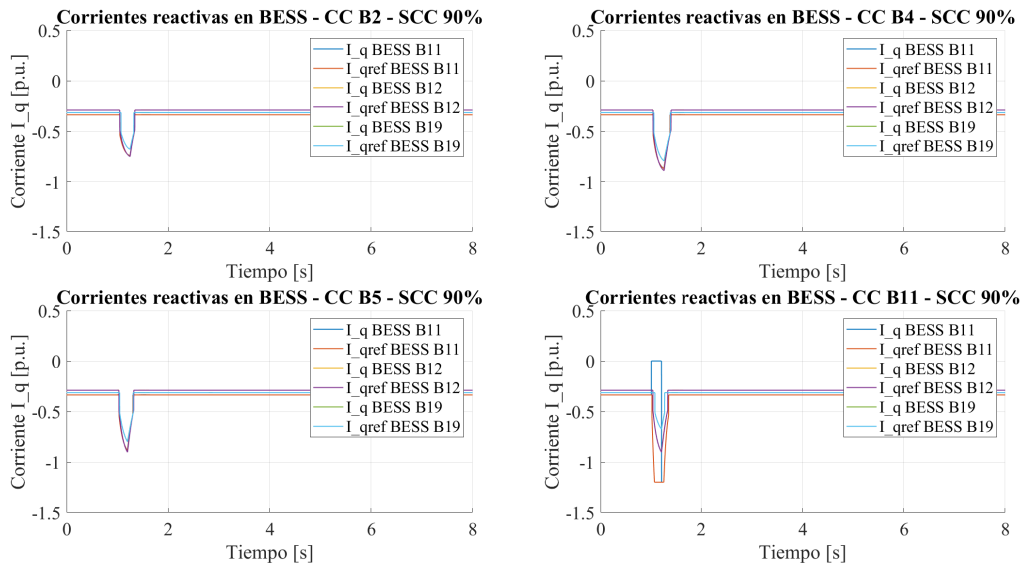


Figura 6.2: Corrientes reactivas de BESS para SCC de 90%.

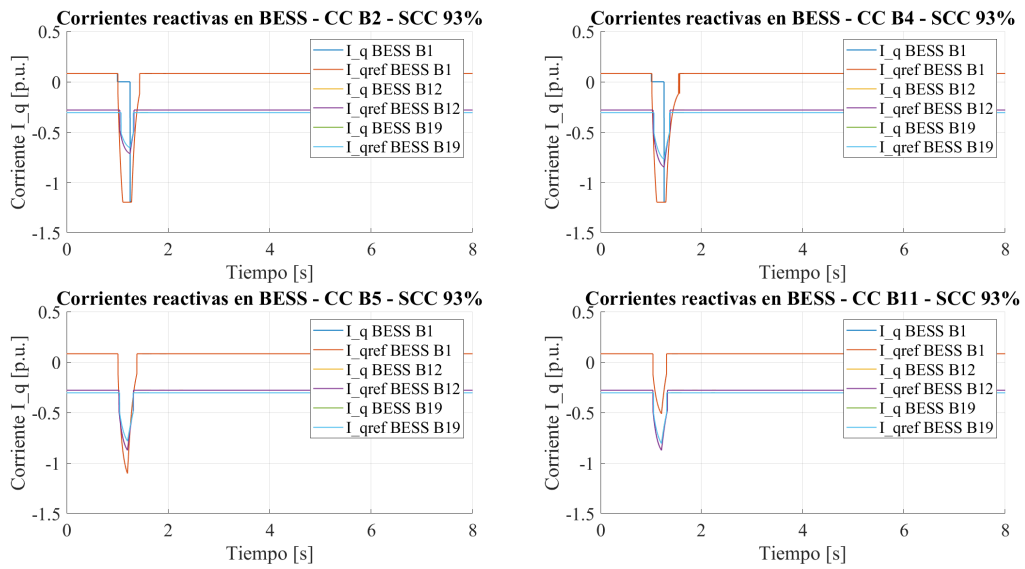


Figura 6.3: Corrientes reactivas de BESS para SCC de 93%.

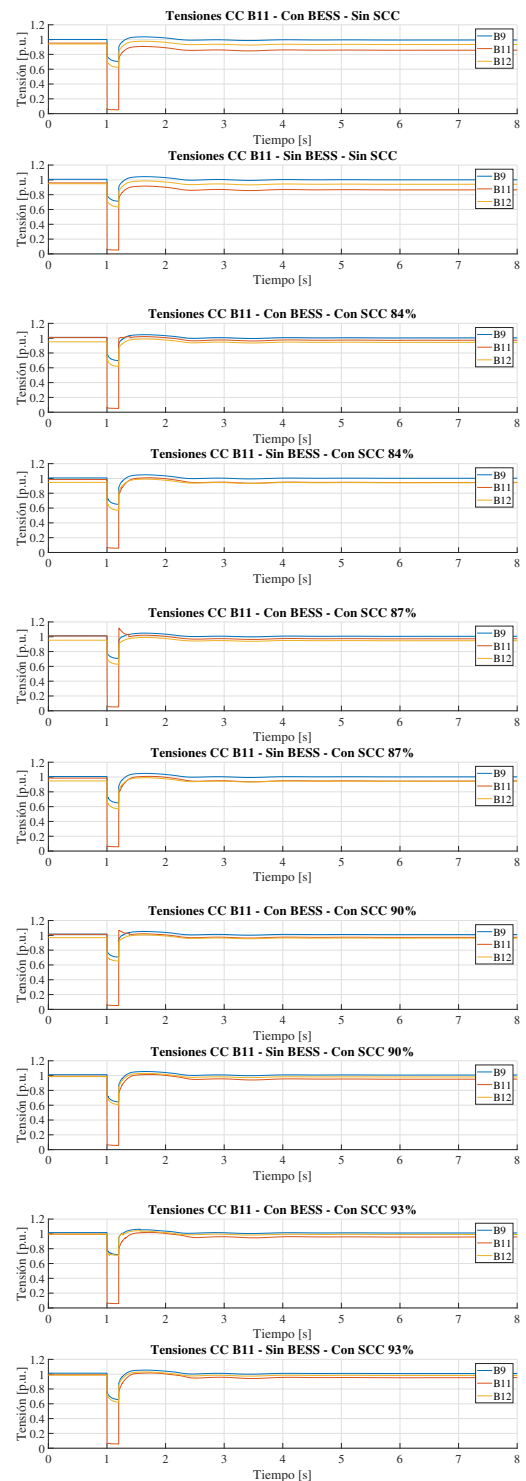
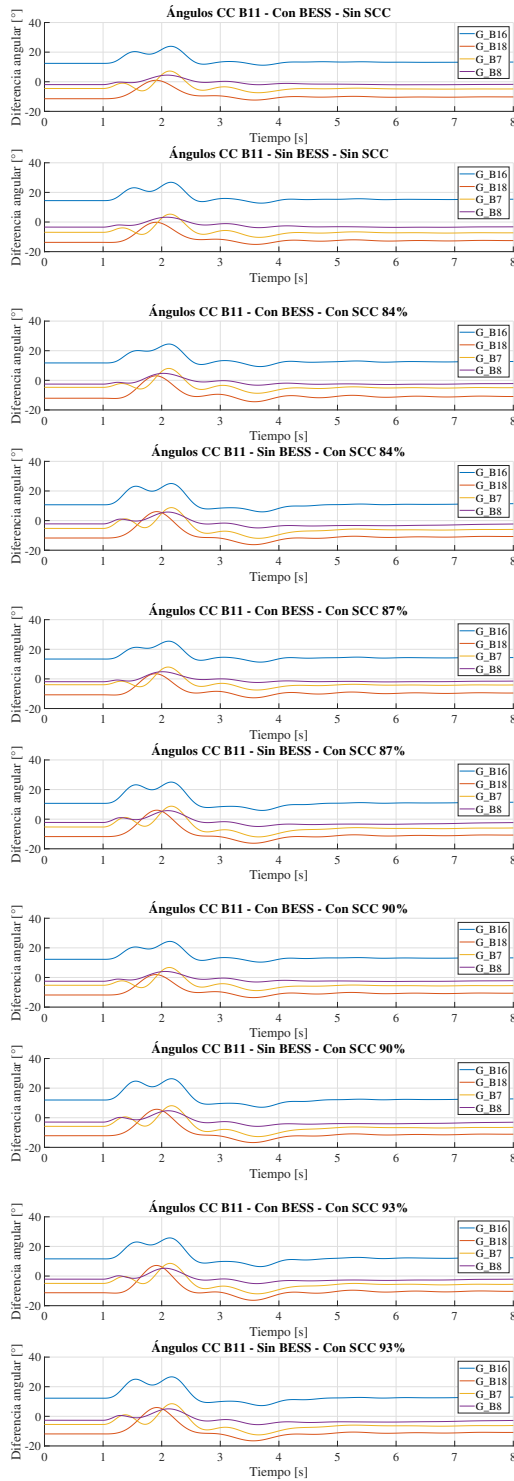


Figura 6.4: Cortocircuito B11 - Ángulos.

Figura 6.5: Cortocircuito B11 - Tensiones.