



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

**MARCO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y DISEÑO DE ESQUEMAS
ESPECIALES DE PROTECCIÓN PARA EL MANEJO DE CONGESTIONES
DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN**

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

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
IGNACIO ALFREDO ÑANCUPIL QUIRILAO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO PALMA BEHNKE

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
MARCELO CORTÉS CARMONA
RICARDO ÁLVAREZ MALEBRÁN

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
Proyecto Fondef Flex Trans ID20I10412, Proyecto Fondecyt N° 1211968 y
ANID/ FONDAP N°15110019 /SERC

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA TESIS PARA OPTAR
AL TÍTULO DE MAGÍSTER EN CIENCIAS
DE LA INGENIERÍA
POR: IGNACIO ALFREDO ÑANCUPIL QUIRILAO
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO PALMA BEHNKE

MARCO PARA LA IDENTIFICACIÓN Y DISEÑO DE ESQUEMAS ESPECIALES DE PROTECCIÓN PARA EL MANEJO DE CONGESTIONES DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN

Este trabajo propone un marco metodológico para la identificación y diseño de Esquemas Especiales de Protección (SPS) para el manejo de congestiones. Se revisa el estado del arte de los SPSs, tanto a nivel conceptual como en la experiencia nacional e internacional, y se determina su utilidad en el incremento de la flexibilidad del sistema para enfrentar problemas de capacidad de transmisión. La propuesta comienza con la identificación de corredores congestionados analizando los niveles de carga y diferencia de costos marginales. Los corredores congestionados cuyo relajamiento del criterio N-1 reduce los costos totales de operación, son seleccionados para el diseño de SPS. Mediante un análisis de contingencias se determinan las condiciones donde se producen sobrecargas. Para estas condiciones se formula un problema de optimización que determina las acciones correctivas que alivian la sobrecarga, y que puede tener distintos objetivos (mínimo costo, mínima cantidad de agentes, máxima diversificación, etc.). La propuesta se valida en una red de prueba y luego se aplica al sistema eléctrico nacional chileno. La implementación se realiza en DeepEdit y los resultados muestran que es posible reducir los costos totales de operación mediante una aplicación relajada del criterio N-1 garantizando la seguridad del sistema con el SPS.

*A mis padres por haberme apoyado en cada instante,
este logro es en gran medida parte de su propio esfuerzo.*

Saludos

Agradecimientos

En primer lugar quiero agradecer a mi profesor guía, Rodrigo Palma, por su incansable apoyo y confianza para realizar este trabajo. Desde que le manifesté mi interés por realizar un trabajo de investigación, me apoyó y me dio la completa confianza para profundizar en todos los aspectos que permitieron desarrollarme con un mayor espíritu crítico y científico. Realizar este trabajo de investigación no solo fue interesante y desafiante debido su potencial impacto en la forma de operar los sistemas eléctricos, si no que también fue muy entretenido dado que combina dos de los aspectos que más me apasionan: los sistemas eléctricos y la programación a través de la herramienta DeepEdit. Esta herramienta, de desarrollo colaborativo, se convierte en un laboratorio para el estudio técnico-económico de los sistemas eléctricos, por lo que es una profunda experiencia de aprendizaje autodidacta. Quiero agradecer también al resto del equipo detrás del desarrollo del proyecto Fondef IDeA Flex-Tran ID20I10412, Rigoberto Torres y Ricardo Alvarez. Muchas gracias Rigo por tu apoyo incondicional en cada etapa y por tu espíritu crítico que permitió moldear gran parte del desarrollo. Contar con el apoyo de Rigo me permitió adquirir una mayor confianza para participar de un equipo de trabajo. Ricardo además fue un apoyo desde el primer minuto y me dio innumerables consejos que he podido poner en práctica para mejorar mi calidad como profesional. También quiero agradecer a Frank Leañez por su soporte continuo para el desarrollo en DeepEdit. Frank no solo me ayudó en el desarrollo de software basado en entornos colaborativos, sino también me ayudó a querer aún más esta poderosa herramienta con su excelente disposición y rápida ayuda.

Además quiero agradecer el apoyo de Andrés Aliste de Energy Exemplar por facilitarme el acceso al software Plexos y leer las bases de datos desde el Coordinador Eléctrico Nacional que fueron usadas para complementar algunos datos del caso de estudio. Extiendo el agradecimiento al equipo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) que participaron en periódicas reuniones para guiar la discusión de este desarrollo.

Quiero aprovechar este espacio para agradecer a mis padres Etelvina y Luis. Con su apoyo incondicional, cada etapa, por más complicada que sea, la he podido afrontar siempre con optimismo y confianza. Les agradezco infinitamente por todo su cariño y amor que han permitido desarrollarme como persona. También quiero saludar sentidamente a mi primo Miguel Ángel Ñancupil. A mi abuelita, tías, tíos, primas y primos. También quiero saludar a mis amigos de la vida, Gustavo Vilches y Renato Oyarzún por tantos años de amistad, risas y experiencias compartidas y a otros amigos a quienes he tenido la fortuna de conocer y de compartir risas y experiencias, Belén, Cinthia, José Cornejo, Joan, Catalina... un abrazo enorme!. Finalmente quiero agradecer a la Subdirección (otrora Programa) de Pueblos Indígenas FCFM, y en especial a sus miembros, prof. Doris Saez Hueichapan, Alexandra Fuenzalida, Cristian Bastias y otros/as tantos, quienes me han permitido complementar un aspecto fundamental de mi vida y me han permitido ser un granito de arena para que otros/as estudiantes puedan sentirse cómodos con su identidad.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Hipótesis	2
1.3. Objetivos	2
1.3.1. Objetivo general	2
1.3.2. Objetivos específicos	3
1.4. Alcances	3
1.5. Estructura del documento	3
2. Antecedentes	4
2.1. Esquemas especiales de protección (SPS)	5
2.1.1. Definición y conceptos relacionados	5
2.1.2. Clasificación	6
2.2. Guía de diseño IEEE	11
2.2.1. Condiciones de aplicación	11
2.2.2. Acciones correctivas	14
2.3. Normativa internacional relacionada	20
2.3.1. Canadá	21
2.3.2. ENTSO-E	22
2.3.3. NERC	23
2.3.4. Nueva Zelanda	23
2.3.5. Alemania	24
2.3.6. Brasil	25
2.4. Normativa nacional	25
2.4.1. Definiciones generales	26
2.4.2. Analogía con guía IEEE	28
2.5. Aplicaciones de SPS	29
2.5.1. Internacionales	29
2.5.2. Nacionales	32
2.6. Diseño de alternativas de SPS	34
2.6.1. Análisis de congestiones	37
2.6.2. Análisis de contingencias	37
2.6.3. Redespacho con restricciones de seguridad	41
3. Propuesta de diseño de SPS	43
3.1. Análisis de condiciones de operación N-1	45
3.2. Selección de corredores de interés	47

3.3. Optimización de diseño de alternativas de SPS	49
3.4. Aplicación de soluciones de SPS	66
4. Implementación y Validación	67
4.1. Implementación en DeepEdit	67
4.2. Aplicación de la metodología	72
4.2.1. Análisis de condiciones de operación N-1	74
4.2.2. Selección de corredores de interés	75
4.2.3. Optimización de diseño de alternativas de SPS	78
5. Caso de Estudio: Sistema Eléctrico Chileno	95
5.1. Descripción general	95
5.2. Resultados de aplicación de la metodología	96
6. Conclusiones y trabajo futuro	101
6.1. Conclusiones del trabajo	101
6.2. Trabajo futuro	102
Bibliografía	105
Anexos	120
A. Esquema de trabajo en DeepEdit para resultados personalizados en PLP	120
B. Opciones SIPS Calculation Tool	122

Índice de Tablas

2.1.	Problemas mitigados por SIPS y acciones correctivas.	13
2.2.	Analogía entre problemas tratados en la guía IEEE y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.	28
4.1.	Datos de circuitos de líneas.	72
4.2.	Parámetros y costos de SPS	73
4.3.	Demanda y generación renovable por bloque en MW	73
4.4.	Diseño de pruebas para validación.	74
4.5.	Parámetros del análisis de congestiones	74
4.6.	Resultados análisis de congestiones para caso de validación.	75
4.7.	Resultados de estimación de beneficios en MUSD,	76
4.8.	Resultados de costos y ahorros totales de operación en MUSD para nivel de relajo 100 %.	77
4.9.	Resultados diseño de SPS para L23.	79
4.10.	Resultados diseño de SPS para L13.	83
4.11.	Resultados de múltiples diseños de SPS para L23.	84
5.1.	Líneas del corredor de estudio.	96
5.2.	Ahorros en MM USD totales para distintos aumentos de capacidad.	97
5.3.	Condiciones de análisis para un aumento de capacidad de 1000 MW.	98
5.4.	Solución de diseño de SPS para año 2024.	98

Índice de Ilustraciones

2.1.	Esquemas contenidos dentro de la definición de SIPS. Fuente: Elaboración propia.	6
2.2.	Clasificación de SIPS. Fuente: Elaboración propia basada en [13, 21, 24]. . . .	7
2.3.	Esquema de funcionamiento de un SIPS basado en respuesta. Fuente: Elaboración propia basada en [30].	9
2.4.	Condiciones del sistema normalmente mitigadas por los SIPS. Fuente: Elaboración propia basada en [13].	11
2.5.	Rango típico de influencia y escala de tiempo para los cuales se utilizan SIPS para mitigar las condiciones inaceptables del sistema. Fuente: [13].	13
2.6.	Agentes del SPS en Turquía. Fuente: Elaboración propia basada en [103]. . . .	29
2.7.	La configuración y ubicación del SIPS de dos etapas en Taiwán. Fuente: Elaboración propia basada en [15].	31
2.8.	Diagrama de SPS en Tal Tal. Fuente: Elaboración propia basada en [110]	32
2.9.	Diagrama de SPS en Guacolda. Fuente: Elaboración propia basada en [110] . . .	33
2.10.	Diagrama de SPS en Tinguiririca Higuera/Confluencia. Fuente: Elaboración propia basada en [110]	34
2.11.	Algoritmo de estimación de seguridad del SEP. Fuente: Elaboración propia basada en [162].	38
3.1.	Ejemplo de punto óptimo de aumento de capacidad. Fuente: Elaboración propia. . . .	44
3.2.	Diagrama metodológico detallado y general. Fuente: Elaboración propia. . . .	45
3.3.	Términos involucrados en el aumento de capacidad de transferencia debido al relajo del criterio N-1. Fuente: Elaboración propia.	48
3.4.	Matriz de condiciones de operación x contingencias.	51
4.1.	Estructura de módulos y fuentes de datos de implementación en DeepEdit. Fuente: [201].	68
4.2.	Estructura de módulos y fuentes de datos de implementación en DeepEdit. Fuente: Elaboración propia.	69
4.3.	Interfaz de usuario de herramienta de diseño de SPS.	71
4.4.	Esquemático del sistema utilizado para validación. Fuente: Elaboración propia. . . .	72
4.5.	Resultados obtenidos de la simulación de operación económica en escenario base y relajados	76
4.6.	Condiciones de operación donde existen ahorros de costos	78
4.7.	Matriz y resultados de las exigencias del diseño.	79
4.8.	Condición pre-contingencia. Valores en MW.	80
4.9.	Condición contingencia: Falla en circuito L23_A. Valores en MW.	81
4.10.	Médida correctiva aplicada por G2 y G3. Valores en MW.	82
4.11.	Comparación de beneficios en función de nivel de relajo.	83
4.12.	Diseños de SPS alternativos para L23	85

4.13.	Diseño de SPS. Valores en MW.	86
4.14.	Acción correctiva con participación de líneas.	87
4.15.	Alternativa 1 de acción correctiva con BESS.	88
4.16.	Alternativa 2 de acción correctiva con BESS.	88
4.17.	Diseños de SPS alternativos para L23	89
4.18.	Efecto de tiempo de acción correctiva.	90
4.19.	Resultado mediante enfoque de mínima coordinación.	91
4.20.	Resultado mediante enfoque de mínima coordinación. Acción correctiva máxima = 50 MW.	92
4.21.	Resultado mediante enfoque de máxima participación. Limitación de monto máximo = 40 MW.	93
4.22.	Resultado mediante enfoque de máxima participación. Sin limitación de monto máximo.	94
5.1.	Corredor de estudio del SEN. Fuente: Elaboración propia.	95
5.2.	Costos de Operación del SEN para distintos aumentos de capacidad del corredor de 500 kV de estudio. Fuente: Elaboración propia.	97
5.3.	Ubicación de agentes que conforman el diseño de SPS para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.	99
A.1.	Diagrama de trabajo para metodología en DeepEdit. Fuente: Elaboración propia.	121

Acrónimos

CIGRÉ *International Council on Large Electric Systems*

CAISO *California Independent System Operator*

DTLR *Dynamic Thermal-Line Rating*

EMS *Energy Management System*

FACTS *Flexible Alternating Current Transmission System*

GPS *Global Positioning System*

IEEE *Institute of Electrical and Electronics Engineer*

NERC *North American Electric Reliability Corporation*

NTSYCS *Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio*

OLTC *On Load Tap Changer*

OOS *Out-of-Step*

OPF *Optimal Power Flow*

PMU *Phasor Measurement Unit*

PSRC *Power System Relaying Committee*

PST *Phase Shift Transformer*

PTDF *Power Transfer Distribution Factor*

RAS *Remedial Action Scheme*

SCADA *Supervisory Control And Data Acquisition*

SCED *Security Constrained Economic Dispatch*

SCUC *Security Constrained Unit Commitment*

SEP *Sistema Eléctrico de Potencia*

SI *Sistema Interconectado*

SIPS *System Integrity Protection Scheme-*

SPS *Special Protection Scheme*

ST Sistema de Transmisión

SVC *Static VAR Compensator*

TIC Tecnologías de Información y Comunicación

TCSC *Thyristor Controlled Series Compensators*

UF *Underfrequency*

UV *Undervoltage*

WAM *Wide Area Monitoring*

Nomenclatura

Conjuntos e Índices

c	condición de operación
k	contingencia
g	generador
d	demanda
s	sistema de almacenamiento
l	línea
b	barra
u	circuito
Ω^G	conjunto de generadores
Ω^D	conjunto de demandas
Ω^S	conjunto de sistema de almacenamiento
Ω^L	conjunto de líneas
Ω_b^G	conjunto de generadores conectados en barra b
Ω_b^D	conjunto de cargas conectadas en barra b
Ω_b^S	conjunto de sistemas de almacenamiento conectados en barra b
Ω_b^L	conjunto de líneas que se conectan en la barra b
Ω_l^K	conjunto de contingencias definidas para el diseño en línea l

Variables

δ_i^{imp}	decisión de implementación de SPS en el agente i
$\delta_{i,c,k}^+$	decisión de aumento de inyección/consumo del agente i en condición de operación c y contingencia k
$\delta_{i,c,k}^-$	decisión de reducción de inyección/consumo del agente i en condición de operación c y contingencia k

$\delta_{i,c,k}^{disc}$	decisión de desconexión del agente i en condición de operación c y contingencia k
$\Delta p_{i,c,k}^+$	aumento de inyección del agente i en la condición de operación c y contingencia k
$\Delta p_{i,c,k}^-$	reducción de inyección/consumo del agente i en la condición de operación c y contingencia k
$\Delta p_{i,c,k}^{disc}$	desconexión de inyección/consumo del agente i en la condición de operación c y contingencia k
$\theta_{b,c,k}$	ángulo de la barra b en la condición de operación c y contingencia k
$f_{u,l,c,k}$	flujo por el circuito u de la línea l en la condición de operación c y contingencia k

Parámetros

C_i^{imp}	costo de implementación de SPS del agente i
$C_{i,c,k}^{r+}$	costo de inyección de generación del agente i en la condición de operación c
$C_{i,c,k}^{r-}$	costo de reducción de inyección/consumo del agente i
$C_{i,c,k}^{disc}$	costo de desconexión del agente i
$P_{g,c}^0$	inyección del generador g en la condición de pre-contingencia c
$P_{d,c}^0$	consumo de la demanda d en la condición de pre-contingencia c
$P_{s,c}^0$	inyección/consumo del sistema de almacenamiento s en la condición de pre-contingencia c
$P_{l,c}^{loss}$	pérdidas medias por la línea l en la condición de operación c
$P_{i,c}^{max}$	máxima capacidad de inyección del agente i en la condición de operación c
$P_{i,c}^{min}$	mínima capacidad de inyección del agente i en la condición de operación c
$R_{i,c}^+$	tasa de aumento de inyección/consumo del agente i en la condición de operación c
$R_{i,c}^-$	tasa de reducción de inyección/consumo del agente i en la condición de operación c
$Y_{u,n,m}$	inverso de la reactancia entre del circuito u que conecta los nodos n, m
$F_{l,u}^{N-1,max}$	máxima capacidad de transferencia admisible a criterio N-1 del circuito u de la línea l

$F_{l,u}^{N,max}$	máxima capacidad de transferencia admisible a criterio N del circuito u de la línea l
$F_{l,u}^{Nr,max}$	máxima capacidad de transferencia admisible a criterio N-1 relajado del circuito u de la línea l
$F_{l,u}^{over,max}$	máxima capacidad de transferencia admisible ante sobrecargas del circuito u de la línea l
$F_{l,u}^{post,max}$	máxima capacidad de transferencia admisible en el estado post-contingencia circuito u de la línea l
$\Delta T_{c,k}$	tiempo de duración de la acción correctiva de la contingencia k para la condición de operación c
M	constante utilizada para linealización de restricciones con el método Big-M
P_c	duración de condición de operación c .
ρ_k	probabilidad de ocurrencia de contingencia k .

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Los crecientes efectos del cambio climático debido a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI) requieren la transición a una matriz energética renovable y amigable con el medio ambiente. Este objetivo ha hecho que los distintos países y organismos internacionales acuerden metas de carbono neutralidad que favorezcan la transición energética hacia una matriz limpia y basada principalmente en recursos renovables. Por ejemplo, en Chile se tiene como objetivo alcanzar la carbono neutralidad a más tardar a 2050 bajo el Proyecto de Ley Marco de Cambio Climático, con el fin de lograr una reducción de un 50 % de las emisiones [1]. Este interés se ve también reflejado dentro de los ocho ejes temáticos de la Agenda de Energía 2022-2026, donde se cuenta, entre otros, con los siguientes ejes: 1) Matriz energética limpia, 2) Desarrollo energético seguro y resiliente, 3) Transición energética justa e infraestructura sustentable [2]. Estos objetivos han favorecido la adopción de generación a base de energías renovables, y en la actualidad, un 56,1 % de la capacidad instalada del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) proviene de energías renovables, siendo la energía hidroeléctrica y solar las de mayor capacidad instalada con un 41,1 % y un 35,08 % de ese porcentaje respectivamente [3]. Además de los efectos climáticos, los recientes problemas socio políticos y sanitarios, junto con la creciente demanda por energía eléctrica hacen aún más necesaria la independencia energética de los combustibles fósiles [4]. Sin embargo, la transición energética requiere de flexibilidad del sistema para permitir la presencia de mayor generación renovable y no provocar problemas en la operación del mismo, debido principalmente a la naturaleza intermitente y estocástica de este tipo de generación [5]. Por otra parte, la continua integración de energías renovables puede ser más rápida que la expansión del sistema de transmisión dado principalmente por la importante baja en los costos de inversión de este tipo de centrales, particularmente solares y eólicas, y que además tienen menores tiempos de desarrollo en comparación a la expansión del sistema de transmisión. Este hecho provoca congestiones y márgenes de operación cada vez más ajustados del sistema de transmisión resultando en costos totales de operación más altos e incluso reducciones (vertimiento) de generación renovable. Por ejemplo en Chile, solo entre enero y julio de 2022, hubieron 506,89 GWh de reducción de generación de centrales eólicas y solares [6].

Estos desafíos conllevan mayores dificultades para la operación y planificación de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). Usualmente la operación y planificación de los SEP utilizan criterios de seguridad que aseguran una operación confiable del mismo. La adopción de estos principios suele traducirse en que los operadores del sistema de transmisión (TSOs) utilizan

un enfoque preventivo en la planificación de la operación del sistema. Uno de estos criterios de seguridad es el criterio N-1, en el cual el sistema debe estar preparado para enfrentar la salida de cualquier elemento del sistema sin que esto produzca sobrecargas en los restantes componentes en servicio. Generalmente, este enfoque se implementa limitando la capacidad de transmisión a niveles bajo su capacidad máxima de transferencia térmica o de estabilidad. De esta forma, si bien el sistema puede contar con las holguras suficientes para incrementar la transferencia de energías renovables y permitir la descongestión de zonas saturadas, estas holguras no son utilizadas solo por la adopción de un enfoque preventivo en su operación. Sin embargo, el uso de este tipo de enfoque ha sido cuestionado y se han propuesto alternativas que utilizan un enfoque correctivo [7–9], logrando así introducir mayor flexibilidad al sistema.

Los esquemas de protección especiales (SPS de sus siglas en inglés) han obtenido un creciente interés en los últimos años debido a la posibilidad de utilizarlos como una forma de aportar mayor flexibilidad a los sistemas eléctricos [10]. Un SPS es un esquema diseñado para detectar condiciones anormales del sistema y tomar acciones correctivas predeterminadas para preservar la integridad del sistema y proveer un desempeño aceptable [11]. El uso de estos esquemas se ve favorecido también por el avance tecnológico de dispositivos que permiten una mayor observación de la red, como las unidades de medición fasorial (PMU), las cuales utilizan sistemas de posicionamiento global (GPS) para la medición y monitoreo en tiempo real del sistema [12]. Los SPSs se diseñan para detectar una condición indeseada del sistema que surge a partir de una contingencia, y tomar acciones correctivas que mitiguen esa condición. La detección de esas condiciones típicamente se obtienen a través de estudios de planificación y operación del sistema como flujos de potencia y de estabilidad dinámica, y las acciones correctivas pueden incluir, desprendimiento de carga, desprendimiento o reducción de generación, reconfiguración del sistema, desconexión de elementos estáticos serie o paralelo como Static Var Compensator (SVC), condensadores sincrónicos, STATCOM, entre otros [13]. Esta característica de los SPSs puede ser utilizada para complementar el uso de criterios de seguridad determinísticos como el criterio N-1.

1.2. Hipótesis

El presente trabajo postula que el uso de SPS, como alternativa de seguridad en un sistema eléctrico de potencia, permite reducir los costos totales del sistema. Mediante la identificación y diseño acorde del SPS se consigue incrementar los límites de transferencia en transmisión, donde se aplica el criterio N-1, con niveles de seguridad asimilables y beneficios económicos en reducción de costos de operación y retraso de inversiones.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es sistematizar la detección de oportunidades y diseño preliminar de implementación de SPS en sistemas eléctricos de potencia, a través de un modelo matemático y de simulación que permita considerar aspectos técnicos y económicos relevantes.

1.3.2. Objetivos específicos

Para alcanzar este objetivo general se definen los siguientes objetivos específicos:

- Analizar el nivel de desarrollo de SPSs en el ámbito internacional y el contexto de aplicación posible a la realidad nacional, mediante una revisión del estado del arte.
- Proponer una modelación genérica de SPS susceptible de ser integrada en un modelo matemático que permita su identificación y diseño preliminar para un sistema eléctrico dado.
- Proponer un modelo de optimización y simulación capaz de identificar un conjunto de opciones de diseño de SPS para un sistema eléctrico real.
- Analizar la validez de la herramienta propuesta a partir de referencias internacionales y casos de análisis simplificados.
- Evaluar el potencial de desarrollo de SPS en el mercado eléctrico nacional a partir de casos de estudio, utilizando la metodología y herramientas desarrolladas.

1.4. Alcances

Los alcances de este proyecto se describen a continuación:

- Si bien se realiza un análisis general del estado del arte en torno a los SPSs, la metodología propuesta se centra en la identificación de SPSs basados en criterios de seguridad, por ejemplo, N-1, y límites térmicos de transferencia, que restringen las capacidades en tramos de transmisión.
- La herramienta desarrollada tiene el carácter de prototipo y no pretende maximizar la eficiencia computacional, ni tampoco presentar una interfaz hombre-usuario sofisticada.
- El caso de aplicación a la realidad nacional utilizará la mejor información disponible por parte del Coordinador Eléctrico Nacional.
- Queda fuera del alcance el diseño detallado de SPSs incluyendo simulaciones dinámicas u otro tipo de estudios detallados de la operación del sistema para su implementación.

1.5. Estructura del documento

El documento en las siguientes secciones: en la sección 2 se presenta una revisión bibliográfica de los SPS, la normativa internacional y nacional. En la sección 3 se presenta la metodología propuesta para el diseño de SPS. En la sección 4 se presenta un caso de estudio pequeño que permite validar los resultados obtenidos. En la sección 5 se presenta la aplicación de la metodología en un modelo utilizado para la planificación de la transmisión Chile. Finalmente, en la sección 6 se presentan las principales conclusiones y trabajo futuro.

Capítulo 2

Antecedentes

La modernización de los sistemas eléctricos, la creciente integración de energías renovables impulsada además por metas de carbono neutralidad, y la liberalización de los mercados eléctricos reducen los márgenes de operación de los sistemas eléctricos [14, 15] y estresan el sistema de transmisión. Por tal motivo, la planificación del sistema de transmisión debe determinar los refuerzos de infraestructura para abastecer la demanda garantizando adecuados niveles de seguridad del sistema. Esta seguridad se entiende como la capacidad de un sistema de un SEP, cuantificado mediante grados o niveles de riesgo, de soportar disturbios inminentes (contingencias) sin interrupción del servicio a los clientes [16]. Esto quiere decir que se relaciona con la robustez del sistema ante contingencias y, por lo tanto, depende de las condiciones de operación del sistema, así como de la probabilidad de ocurrencia de estas contingencias. Para garantizar el suministro continuo de energía, los operadores del sistema utilizan ciertas reglas o criterios de operación para cumplir con los requerimientos de seguridad y confiabilidad [17]. Uno de estos criterios es el criterio N-1, el cual establece que el sistema debe ser capaz de soportar la pérdida de un elemento sin que ello signifique la pérdida involuntaria de carga y manteniendo las variables eléctricas en rango aceptables. Para evitar sobrecargas en el sistema de transmisión ante contingencias, se suele limitar la capacidad de transferencia a niveles por debajo de su capacidad máxima (térmica o de estabilidad), con el fin de que en las situaciones de contingencias el flujo de potencia por los circuitos en servicio no sobrepase su capacidad de sobrecarga. Sin embargo, esta forma de garantizar la seguridad del sistema ante contingencias no es la única. Una forma de permitir un mayor uso de la capacidad de los equipos sin poner en riesgo la seguridad del sistema es mediante el uso de los Esquemas Especiales de Protección o SPS del inglés *Special Protection Schemes* los cuales son automatismos que se activan ante la detección de un determinado evento en el sistema, y mediante ciertas acciones correctivas, permiten recuperar su estado normal de operación. Este tipo de esquemas se ha convertido en una medida que está siendo cada vez más utilizada debido a sus bajos costos relativos de implementación comparados con la construcción de nueva infraestructura de transmisión y sus cortos tiempos de instalación [18].

2.1. Esquemas especiales de protección (SPS)

2.1.1. Definición y conceptos relacionados

Debido a la complejidad de los SEP modernos, la respuesta dinámica del sistema, ante contingencias, puede ser muy rápida y puede afectar una gran cantidad de componentes de forma simultánea. Esta característica facilita la propagación de perturbaciones que ponen en riesgo la estabilidad del sistema. Un SPS es utilizado para mantener una operación confiable del sistema para contingencias críticas (simples, dobles o superiores) con el fin de prevenir o minimizar sus impactos. Las acciones correctivas realizadas por los SPSs son independientes de los equipos convencionales de protección (como protecciones de líneas o transformadores) y son automáticas. Si bien este tipo de esquemas suele ser implementado para aplicaciones específicas de cada sistema eléctrico, desde hace varias décadas han existido intentos para unificar el conocimiento respecto a sus características, funcionamiento, diseño, y otros detalles relacionados.

En 1985 el Consejo Internacional en Grandes Redes Eléctrica CIGRÉ realizó una primera encuesta para conocer la experiencia de la industria con SPSs. Esta encuesta reportó un total de 93 esquemas en operación en 18 empresas a lo largo del mundo [19]. Posteriormente, en 1992 se realizó una nueva encuesta [20] en un esfuerzo conjunto entre el Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos IEEE y el CIGRÉ. Esta encuesta tenía por objetivo recoger la experiencia de la industria en el diseño y operación de los SPSs. Como resultado, se reportaron un total de 111 esquemas, sin embargo, ya en ese entonces se advertía que podrían existir más aplicaciones de SPSs debido a la falta de respuestas en ciertos sectores de la industria. Un resultado muy importante fue el esfuerzo de realizar una definición de SPS estandarizada, el cual se definió como “un esquema de protección diseñado para detectar condiciones particulares del sistema de las cuales se conoce que causan un estrés inusual del sistema de potencia, y tomar algún tipo de acción predeterminada para contrarrestar la condición observada de forma controlada”. Las acciones señaladas podían requerir la apertura de una o más líneas, la desconexión de generación, rampas de transferencias de sistemas HVDC, desconexión intencional de carga, entre otras. Además, se señalaba que una característica de estos esquemas es que se implementan en respuesta a condiciones del sistema y que, por lo tanto, requieren de la supervisión de ciertos parámetros eléctricos del sistema. Este esfuerzo se realizó con el fin de brindar una definición global y estándar, dado que este tipo de esquemas suele tener distintos nombres. Algunos nombres comunes que pudieron ser capturados en esta encuesta son: “esquemas de armado de contingencia”, “controles suplementarios discretos”, “esquemas de acción correctiva” RAS y “esquemas especiales de protección” SPS. Dentro de los países que mayor participación tuvieron en contestar la encuesta, destacan: Canadá, Estados Unidos, Australia y Japón. En 2005, el Subcomité de Sistemas de Protección del Comité de Relés de Sistemas de Potencia (PSRC) comenzó una iniciativa para actualizar la encuesta anterior, cuyos resultados se encuentran documentados en [21]. En este trabajo, presentado en 2010, se establece que un acrónimo más adecuado para referirse a este tipo de esquemas es el acrónimo SIPS: Esquema de Protección de la Integridad del Sistema (System Integrity Protection Scheme) debido a que, de los resultados de la encuesta, se concluyó que existe un interés considerable y cada más transversal en el desarrollo de este tipo de esquemas, por lo cual ya no debería ser considerada como “especial”. Más recientemente, en un trabajo publicado en 2020, el IEEE sintetizó gran parte de esta documentación y conocimiento en una guía para el diseño, implementación y gestión de los esquemas de Protección de la Integridad

del Sistema (SIPS). Formalmente, en esta guía se define el concepto de SIPS como “aquellos esquemas utilizados para mejorar la seguridad y prevenir la propagación de perturbaciones en situaciones de emergencias graves del sistema causadas por condiciones de funcionamiento inaceptables y se utilizan para estabilizar los Sistemas de Potencia tomando medidas de control para mitigar esas condiciones del sistema. También abarca los sistemas de protección especial (SPS) y los esquemas de acción correctiva (RAS), así como los esquemas de protección de subfrecuencia (UF), subtensión (UV) y pérdida de sincronismo (OOS)” [13]. En la siguiente figura se presenta un esquema conceptual de los conceptos contenidos dentro de la definición de SIPS. Esta definición se hizo considerando que la definición convencional de los SPS en Norteamérica excluía los esquemas de UF, UV y OOS. En [22] también se utiliza el término *Wide Area Power System Protection Systems* (PSPS) como sinónimo de SIPS. En literatura más reciente también suele utilizarse el término *Wide Area Protection Scheme* (WAPS) como parte de un marco de aplicaciones mayor denominado WAMPAC del inglés *Wide Area Monitoring, Protection, and Control*, dentro del cual se encuentran los SIPS [23].

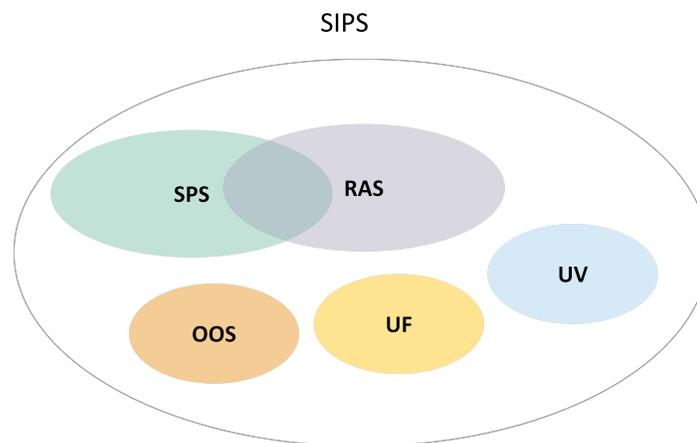


Figura 2.1: Esquemas contenidos dentro de la definición de SIPS. Fuente: Elaboración propia.

2.1.2. Clasificación

Siguiendo lo establecido en la documentación más reciente contenida en la guía para el diseño, implementación y gestión de los esquemas de Protección de la Integridad del Sistema en [13], en adelante se utilizará el concepto de SIPS para establecer las definiciones conceptuales y características de estos esquemas, dado que ese es el nombre asignado por el IEEE. Sin embargo, debe tenerse en cuenta que los SPS forman parte de los SIPS, y por lo tanto, heredan gran parte de sus características.

Debido a la gran cantidad de definiciones y conceptos con los cuales se han desarrollado estos esquemas a nivel mundial, a continuación se provee un resumen de la clasificación de los SIPS. La figura 2.2 presenta un diagrama resumiendo los tipos de clasificación. Las siguientes subsecciones profundizan en cada uno de los criterios de clasificación señalados.

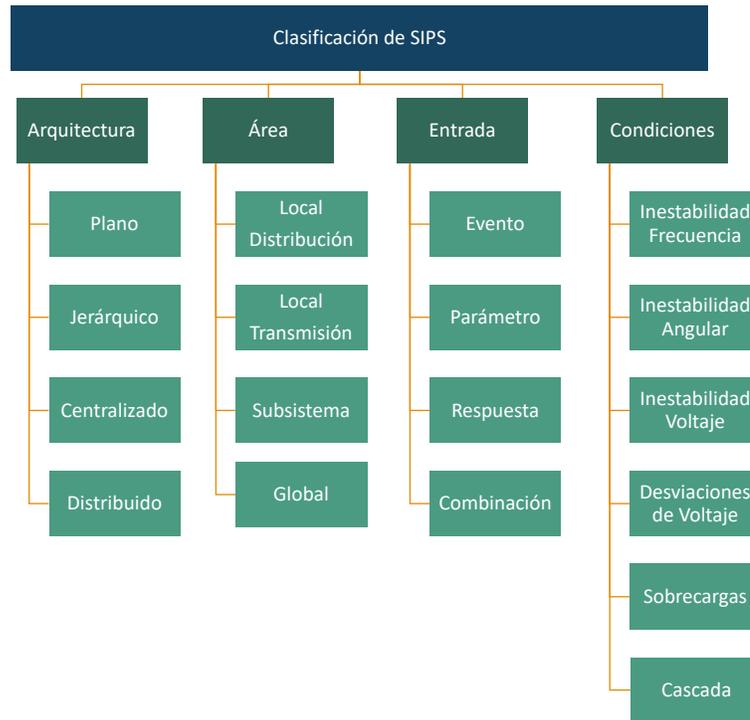


Figura 2.2: Clasificación de SIPS. Fuente: Elaboración propia basada en [13, 21, 24].

Arquitectura

La arquitectura de un SIPS se relaciona con la ubicación física de los equipos de medición, decisión y control que componen el esquema, y la extensión del impacto que tiene la operación del SIPS en el sistema eléctrico [25].

- **Plano:** la medición y la operación de los componentes del esquema se encuentran en la misma ubicación. La decisión y la acción correctiva pueden necesitar un enlace de comunicación para recolectar información remota o iniciar acciones. Por ejemplo en el caso de esquemas de relés de baja frecuencia, la frecuencia se mide en la estación eléctrica de distribución y los interruptores de la misma subestación son seleccionados para operar (según distintos criterios y estudios).
- **Jerárquico:** existen múltiples pasos antes de realizar la acción correctiva. Por ejemplo, primero se realizan mediciones locales en distintos puntos del sistema, luego esa información se transmite a múltiples centros de control donde es procesada. Las acciones correctivas pueden realizarse luego de realizar análisis más detallados con la información. La diferencia principal con la anterior es que en la arquitectura jerárquica existen múltiples capas de información y ubicaciones antes de realizar acciones correctivas. Otro ejemplo es un tipo de esquema que realiza una acción correctiva y monitorea el comportamiento del sistema para verificar si es que se requieren nuevas acciones. Por ejemplo, en un esquema de mitigación de sobrecargas, el esquema puede determinar la desconexión o reducción de generación y/o carga y continuar monitoreando los niveles de carga en las líneas. Si continua la sobrecarga (debido a que la acción correctiva no fue suficiente) se pueden realizar nuevas acciones hasta mitigar la sobrecarga.

- Centralizado: toda la información de los dispositivos de medición es transportada y analizada en una sola ubicación central. Esto puede ser realizado por un EMS o en una subestación determinada. Esto requiere de sistemas de comunicación [26]
- Distribuido: la decisión y las acciones correctiva se implementan en controladores instalados en diferentes ubicaciones. Este método resulta atractivo en contexto donde uno de los grandes problemas de ciberseguridad ponen en riesgo la seguridad del sistema [27].

Área

A continuación se describe la definición de la clasificación basada en el área de medición, decisión y control de los SIPS.

- Local-distribución: los dispositivos de medición, decisión y control se encuentran dentro de la misma subestación de distribución. Típicamente este tipo de esquemas tiene un impacto limitado al área de la subestación como el alimentador o una pequeña red.
- Local-transmisión: similar al anterior, los equipos de medición, decisión y control se encuentran dentro de la misma subestación de transmisión. La operación de estos esquemas tiene un impacto en compañías ubicadas en la zona de operación y pueden tener un impacto limitado en sistemas cercanos.
- Subsistema: en este tipo de esquemas son más complejos e involucran la adquisición de múltiples parámetros y estados. La información puede ser colectada desde lugares locales y remotos, sin embargo, la decisión se toma desde un solo lugar. Estos esquemas requieren de sistemas de comunicación para coleccionar la información y/o para realizar las acciones correctivas. El impacto de la operación de estos esquemas tiene un impacto en una porción mayor del sistema como grandes instalaciones o áreas de balance.
- Global: estos sistemas son aún más complejos. Suelen involucran múltiples niveles de colección de la información, procesamiento y acción. Estos tipos de esquemas recopilan datos locales y de telemetría de múltiples ubicaciones y pueden iniciar acciones correctivas de varios niveles de acuerdo con los requisitos del sistema en tiempo real. Estos esquemas suelen tener una lógica multinivel para diferentes tipos y capas de contingencias del sistema eléctrico o escenarios de cortes. La operación de este tipo de esquemas tiene un impacto importante en un sistema interconectado completo o en una parte importante del mismo, que comprende múltiples áreas de balance, posiblemente incluyendo impactos internacionales.

Tipo de entrada

El tipo de datos de entrada que activa el accionamiento del SIPS se puede clasificar en:

- Basadas en evento: están diseñados para activar controles adecuados cuando ocurren ciertos eventos. Las acciones de mitigación se calculan con base en estudios fuera de línea y datos históricos. Este esquema tiene una lógica simple, lo que permite una activación muy rápida [28].
- Basadas en parámetros: funcionan monitoreando los parámetros típicos del sistema, como voltaje, frecuencia, flujos de potencia, etc. y activando controles predeterminados siempre que los parámetros excedan los límites preestablecidos. Las tablas de búsqueda

(Look Up Table) se emplean generalmente para almacenar los controles para su uso en SIPS basados en eventos y basados en parámetros.

- Basadas en respuesta: monitorean los parámetros del sistema y determinan los controles adecuados en tiempo real considerando el estado actual del sistema. Es decir, monitorean la respuesta del sistema durante las perturbaciones e incorporan un proceso de lazo cerrado para reaccionar a las condiciones reales del sistema. La acción del esquema basado en la respuesta puede calibrarse más finamente a la magnitud de la perturbación, pero generalmente no es lo suficientemente rápida para prevenir inestabilidades después de perturbaciones severas. Se puede utilizar un esquema basado en respuestas cuando sea aceptable un aumento gradual (por ejemplo, paso a paso) de las medidas correctivas.
- Combinación de las anteriores: algunos esquemas pueden ser tan complejos que involucren más de un tipo de entrada. Por ejemplo, en [29] que describe una propuesta para mejorar al respuesta de un SIPS en Turquía donde la lógica basada en respuestas se ha aplicado en paralelo con la lógica basada en eventos para realizar las acciones de estabilización del sistema e intervenir de manera confiable y rápida.

En la figura 2.3 se presenta un diagrama de un SIPS basado en respuesta. En este tipo de esquemas, se observa la respuesta del sistema y se realiza un tipo de acción correctiva. El proceso puede ser gradual, realizando una acción correctiva y observando la respuesta del sistema para determinar si es necesario seguir realizando acciones correctivas adicionales.

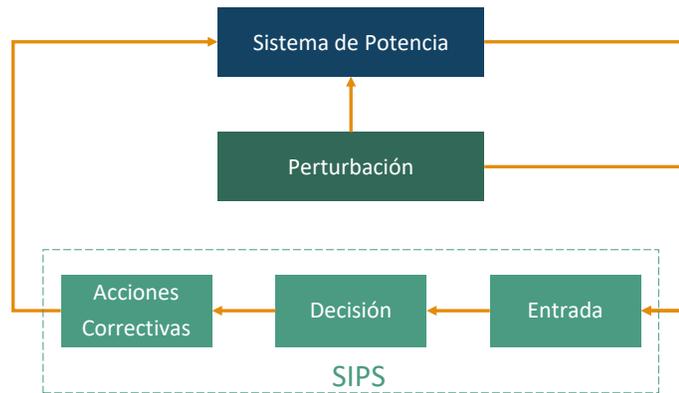


Figura 2.3: Esquema de funcionamiento de un SIPS basado en respuesta. Fuente: Elaboración propia basada en [30].

Condiciones

Este tipo de clasificación, también denominada como “condiciones inaceptables” del sistema, se refiere al tipo de fenómeno del cual el esquema se hace cargo. Se verá con detalle en la siguiente sección.

Impacto

Esta clasificación se detalla con el fin de dar cuenta que existen otras formas de clasificar los SIPS según el sistema de potencia. En particular, en norteamérica existen formas de clasificar

el SPS por el grado de impacto que tendría si el SIPS no actuara cuando corresponde. En un reporte de la NERC en [31] se describe la forma en que el Northeast Power Coordinating Council (NPCC), Western Electricity Coordinating Council (WECC) y el Texas Reliability Entity (TRE) clasifican los SPS. El NPCC clasifica los SPS en tres tipos.

- Tipo I: El mal funcionamiento o la falta de operación del SPS tiene efectos adversos fuera del área de operación. En este caso el SIPS toma acciones correctivas incluyendo la operación de otros sistemas de protección (no especiales) con el fin de retornar el estado del sistema a un estado estable o de recuperación.
- Tipo II: Similar al caso anterior, el mal funcionamiento o la falta de operación del SIPS tiene efectos adversos fuera del área de operación, sin embargo, no existe una acción correctiva que involucre a otros sistemas de protección especiales o no especiales.
- Tipo III: Al contrario de los casos anteriores, mal funcionamiento o la falta de operación del SIPS no tiene efectos adversos fuera del área de operación.

El WECC, además entrega una clasificación relacionada con el alcance de la falla de operación del SPS. Define tres puntos o condiciones que en caso de que el SIPS falle en su operación, permiten clasificarlo. Estas condiciones son:

- Transgresión de un criterio de desempeño determinado (TPL-(001 thru 004)-WECC-1-CR).
- Máxima pérdida de carga superior a 300 MW.
- Máxima pérdida de generación superior a 1000 MW.

Si el SIPS falla en su operación y ninguna de las condiciones anteriores se cumple entonces se tiene un sistema de protección de área local o LAPS de sus siglas en inglés de *Local Area Protection Scheme*. En el caso de que alguna de las condiciones mencionadas se cumpla se tiene un sistema de protección de área grande o WAPS de las siglas en inglés de *Wide Area Protection Scheme*. Además, define un tercer tipo denominado Red Segura el cual está diseñado específicamente para remediar lo señalado en el TPL-004-0 (Rendimiento del sistema luego de eventos extremos que resultan en la pérdida de dos o más elementos del sistema eléctrico a granel (Categoría D)), u otros eventos extremos.

Para el TRE, se pueden clasificar en dos tipos:

- Tipo 1: es un SIPS que tiene un impacto de grandes áreas e incluye lo siguiente:
 - Está diseñado para alterar la producción de generación o de otra manera restringir la generación o las importaciones sobre líneas en DC
 - Está diseñado para abrir líneas de transmisión de 345 kV u otras líneas que interconectan a los Proveedores de Servicios de Transmisión (TSP) e impactan los límites de transferencia.
- Tipo 2: es un SPS que tiene un impacto local e involucra solo las instalaciones de los Proveedores de Servicios de Transmisión (TSP)

2.2. Guía de diseño IEEE

Debido a la importancia y a la mayor presencia de los SIPS en los sistemas eléctricos, el IEEE ha elaborado una guía para resumir el conocimiento acerca de estos esquemas en distintas partes del mundo y así ayudar a su implementación en el futuro. En la presente sección se expone el contenido más relevante de este estándar, de código C37.250-2020 publicado en junio de 2020 titulado “Guide for Engineering, Implementation, and Management of System Integrity Protection Schemes”. Este estándar busca proveer una guía para el diseño, implementación y gestión de los SIPS. Se entrega una definición del concepto de SIPS, principales objetivos y soluciones de implementación y estrategias relacionadas a la arquitectura y el diseño del sistema de comunicaciones para alcanzar la funcionalidad y el desempeño requerido.

La guía comienza exponiendo la necesidad de contar con sistemas de protección para problemas que se encuentran fuera del área de alcance de las protecciones tradicionales. Estos problemas suelen afectar a una parte importante del sistema y se propagan hacia el sistema completo, dejando en vulnerabilidad su integridad. Por tal motivo, los SIPS surgen como una solución hacia esas situaciones específicas que requieren la acción conjunta de una gran parte del sistema. Se abordan aquellos SIPS que tienen impacto en un área grande, que requieren información entre múltiples ubicaciones, y generalmente requieren una arquitectura compleja. Se entrega una definición de SIPS la cual fue presentada en la sección 2.1.

2.2.1. Condiciones de aplicación

Un resultado de este documento es la síntesis de las condiciones inaceptables del sistema para las cuales el esquema debe ejercer las acciones de remedio. En la figura 2.4 se presenta un esquema que resume estas condiciones con sus respectivas subcategorías.

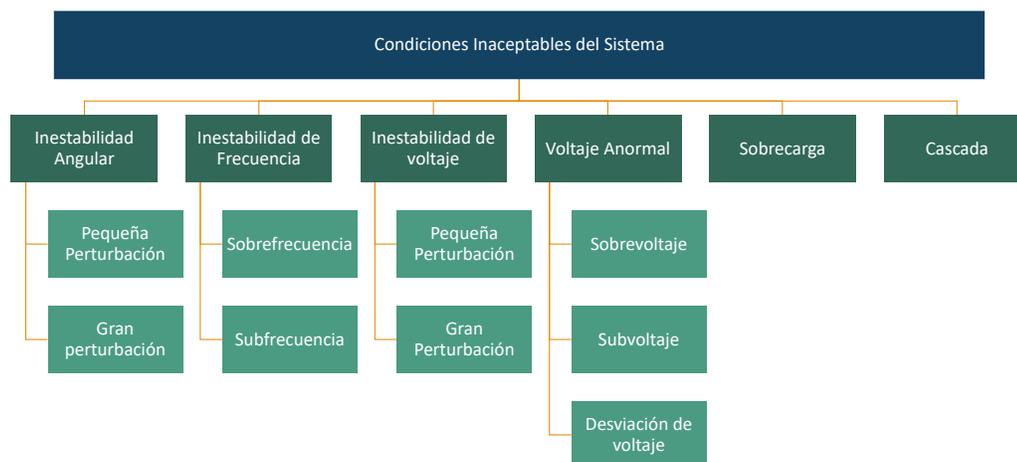


Figura 2.4: Condiciones del sistema normalmente mitigadas por los SIPS.

Fuente: Elaboración propia basada en [13].

La definición de cada una de estas condiciones inaceptables se describe a continuación:

- **Inestabilidad Angular:** se refiere a la pérdida de capacidad de las máquinas sincrónicas

de un sistema eléctrico interconectado para permanecer en sincronismo después de haber sido sometidas a una perturbación. También se conoce como “inestabilidad del ángulo del rotor” o en inglés como *out of step*. Se puede clasificar en:

- Pequeña perturbación (o de pequeña señal): ocurre cuando la amortiguación de las oscilaciones dentro del sistema es inadecuada luego de una perturbación para la cual se mantiene la estabilidad transitoria. Las oscilaciones pueden crecer y provocar la pérdida de sincronismo durante un período de varios segundos a pocos minutos.
 - Gran perturbación (o inestabilidad transitoria): es la capacidad del sistema de mantenerse en sincronismo inmediatamente luego de una perturbación en el sistema. El período crítico suele ser menor a 1 segundo y generalmente menor a 10 segundos.
- **Inestabilidad de Frecuencia:** por sobrefrecuencia o subfrecuencia, es el movimiento de la frecuencia del sistema fuera de los límites predefinidos que especifican la magnitud máxima permitida y la duración de tiempo de las excursiones de frecuencia. Esta inestabilidad es causada por un desequilibrio significativo no resuelto entre la oferta y la demanda de potencia activa en el sistema.
 - **Inestabilidad de Voltaje:** se refiere a la pérdida de la capacidad de un sistema de potencia para mantener voltajes estables en todas las barras del sistema a partir a una condición operativa inicial determinada después de haber sido sometido a una perturbación. Las desviaciones de voltaje del sistema de potencia a partir de los rangos normales pueden ser causadas por fallas del sistema, aumentos repentinos de la demanda, etc. Esta inestabilidad se puede dividir en dos:
 - Pequeña perturbación: se refiere a la incapacidad del sistema para mantener voltajes estables cuando se somete a pequeñas perturbaciones, como cambios incrementales en la carga del sistema.
 - Gran perturbación: se refiere a la incapacidad del sistema para mantener voltajes estables después de grandes perturbaciones, como fallas del sistema, pérdida de generación o contingencias de circuitos.
 - **Voltaje Anormal:** puede incluir sobretensión, subtensión o desviación de tensión (cambio de pre-evento a post-evento). Estas condiciones suelen ser causadas por la pérdida de equipos importantes debido a fallas u otros eventos de conmutación.
 - **Cascada:** es la pérdida sucesiva incontrolada de instalaciones del sistema eléctrico provocada por un incidente en cualquier lugar. La cascada da como resultado una interrupción generalizada del servicio eléctrico que no puede evitarse que se extienda secuencialmente más allá de un área predeterminada por estudios
 - **Sobrecarga:** ocurre cuando la corriente que fluye a través de las instalaciones del sistema eléctrico excede la capacidad nominal. Las salidas de componentes del sistema pueden modificar los flujos de potencia por el sistema de transmisión, lo cual en algunos casos puede provocar sobrecargas en los componentes en servicio.

En la 2.4 se presenta el rango típico de influencia de los fenómenos señalados anteriormente, y la ventana de tiempo involucrada para los cuales se utilizan los SIPS.

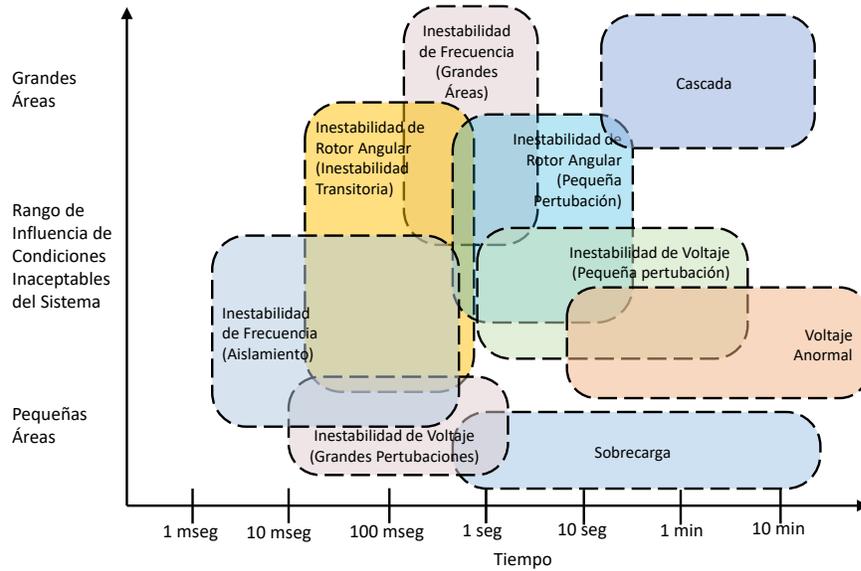


Figura 2.5: Rango típico de influencia y escala de tiempo para los cuales se utilizan SIPS para mitigar las condiciones inaceptables del sistema. Fuente: [13].

En la figura anterior, el término aislamiento, se refiere a la segregación del sistema mediante la apertura de líneas que interconectan distintas partes del sistema. Esto se utiliza cuando dos o más partes del sistema oscilan entre sí; es decir, los generadores en un área aceleran y los generadores en el otro desaceleran. Si no se toma ninguna medida se produciría una separación incontrolada y una perturbación aún mayor. En estos casos se suele implementar la reducción de carga junto con la separación del sistema si es necesario, para limitar el impacto en la operación del sistema. El rechazo de generación también pueden ser una medida efectiva contra la inestabilidad del ángulo del rotor con pequeñas perturbaciones.

Esta guía además presenta una variedad de acciones correctivas que han sido implementadas en distintos sistemas del mundo para mitigar las condiciones inaceptables presentadas. Estas acciones correctivas aplicadas para mitigar distintos problemas se presentan en la tabla 2.1.

Tabla 2.1: Problemas mitigados por SIPS y acciones correctivas.

Acción Correctiva	Inestabilidad de Frecuencia	Sobrecarga	Inestabilidad de ángulo de rotor	Inestabilidad de Voltaje	Voltajes fuera de rango
Partida de unidad hidráulica, turbinas de gas y centrales de bombeo	X				
Rechazo de generación	X	X	X		
Reconfiguración del sistema		X		X	
Resistencia de frenado	X		X		
Acción sobre válvulas de turbinas rápidas			X		
Separación del sistema	X	X	X	X	
Control HVDC Control o Control de cambiadores de fase		X	X		
Acción sobre válvulas de turbinas		X	X		
Desconexión de carga		X	X	X	X
Switch de SVC, condensadores, reactores			X	X	X
Apertura de extremo de línea				X	X

2.2.2. Acciones correctivas

A continuación se describe con mejor detalle las acciones correctivas principales que buscan mitigar alguna(s) de las condiciones inaceptables del sistema presentadas en la subsección anterior.

Rechazo de generación

El rechazo o desconexión de generación se refiere a la desconexión de ciertas unidades de generación como medidas correctivas. Esta medida ha sido utilizada como una de las principales acciones correctivas para problemas de pérdidas de sincronismo y sobrecargas en el sistema de transmisión que conllevan problemas de congestiones o estabilidad de voltaje. Respecto a la estabilidad transitoria, su uso permite la reducción del torque acelerante de las máquinas que permanecen en servicio luego de una contingencia. Típicamente involucra la participación de unidades de generación hidroeléctricas [32]. Por ejemplo en [33] se propone un esquema de desconexión de generadores para enfrentar la sobrecarga de líneas de transmisión causadas por contingencias. Esta propuesta además considera la capacidad térmica dinámica del sistema de transmisión (DTLR). Esto permite utilizar una mayor capacidad de las líneas de transmisión evitando la construcción de nueva infraestructura y sin comprometer la seguridad del sistema. Recientemente, y con la incorporación de centrales renovables conectadas mediante inversores, se ha facilitado el uso de acciones correctivas en ventanas de tiempo más pequeñas (microsegundos o menos). Incluso los efectos de la desconexión de este tipo de tecnologías ha sido investigado en redes de distribución (media tensión) en [34].

Reducción de generación

Esta medida se refiere a la disminución de la potencia inyectada por ciertas unidades de generación. En el caso de centrales convencionales, la reducción está limitada por la tasa de reducción de generación (rampa o tasa de reducción de carga) y el tiempo o ventana de accionamiento (tiempo en el cual se espera que se alivie la sobrecarga). En [35] se describe un control de estado de emergencia de sobrecargas (OLEC de sus siglas en inglés) para el alivio de sobrecargas en líneas de transmisión que conectan una planta de generación con el resto del sistema. Dicho control utiliza las funciones de reducción de generación automática de las unidades de generación y se ha implementado para una gran central eléctrica de vapor. El OLEC utiliza diferentes métodos de reducción de generación para unidades de generación de vapor para lo cual considera la rampa de reducción de generación y la ventana de accionamiento.

Rechazo de carga

Este tipo de esquemas se refiere a la desconexión parcial o total de ciertas demandas luego de un evento que cause desbalances de generación y demanda que puedan llevar a una perturbación que afecte a todo el sistema. Esta medida correctiva debe distinguirse de la desconexión automática de carga por subfrecuencia debido a que el objetivo del SIPS es prevenir la separación de un área del sistema antes de la operación de los relés de subfrecuencia. La aplicación de este tipo de medidas en los SEP ha sido aplicada en muchos niveles y contextos. En [36] se ha establecido el concepto de “Rechazo de carga inteligente”, introducido por primera vez en [37], para describir un esquema que selecciona las cargas a desconectar en base a una prioridad en microredes.

Transmission/Line Switching

El uso del sistema de transmisión como medida de control para distintos problemas ha sido investigado ampliamente. El enfoque principal ha sido el uso de la conmutación del estado operativo del activo de transmisión como un mecanismo correctivo ante sobrecargas y violaciones de voltaje [38]. Por ejemplo, en [39–43] se propone esta acción correctiva para mitigar sobrecargas y problemas de voltaje ante contingencias. En [42] se propone el uso de conmutación de barras para aliviar sobrecargas y violaciones de voltaje. Además de esto, se propone el uso de un factor de distribución de voltaje obtenido mediante simulaciones de flujos de potencia para desarrollar un algoritmo para el control correctivo de voltaje mediante conmutación de elementos shunt. En [43] se propone un flujo de potencia óptimo OPF que modela la conmutación de barras y líneas mediante inyecciones equivalentes en los extremos de las barras involucradas. El efecto del uso de esta medida correctiva en las pérdidas ha sido investigado por ejemplo en [44] y [45]. En este último trabajo se propone un modelo para encontrar una topología óptima que minimice las pérdidas activas de transmisión. Este efecto es investigado en las horas de bajo consumo dado que se pueden producir violaciones de los límites de tensión debido al efecto capacitivo de la red en situaciones de baja demanda.

Mitigación de carga adaptativa

Se refiere a la desconexión gradual o incremental de carga hasta cumplir con el alivio de la condición inaceptable del sistema. Es decir, el esquema toma una acción inicial y luego monitorea el efecto de esta acción para evaluar si es necesario seguir realizando otras acciones de remedio. Lo reportado en la literatura hace referencia al alivio de sobrecargas mediante desconexiones graduales de carga hasta observar que la sobrecarga ha desaparecido. Un ejemplo reportado en [32] señala un ejemplo en Western US donde un esquema de mitigación de carga adaptativa es implementado para aliviar condiciones de congestión en una línea de 115 kV. Debido a que existen múltiples contingencias que pueden producir congestiones en la línea, el monto a desconectar varía según la contingencia; en particular, el nivel de demanda al momento que se produce la contingencia. Por este motivo, el esquema desconecta un monto inicial, una vez que se produce la contingencia, y luego monitorea y decide si es necesario seguir desconectando carga para aliviar la congestión.

Separación del sistema

Se trata de una medida que aísla o separa el sistema ante problemas de estabilidad, evitando así la propagación de la perturbación desde la zona afectada hacia la otra parte del sistema. Consiste en la apertura de interruptores de subestaciones que permiten aislar una parte del sistema y evitar problemas de inestabilidad que pueden llevar a blackouts. En [46] se presenta la experiencia de la aplicación de un esquema de separación del sistema en la región sur en India. Esta región se conectaba al resto del sistema mediante dos líneas en 400 kV. En ciertas ocasiones existían problemas de desbalances entre generación y demanda que producían problemas de estabilidad de frecuencia. Para evitar la propagación de estos problemas, se separaba esta región del resto del sistema de forma controlada a través de relés que abrían los interruptores de las líneas que interconectaban esta región.

División de barras

Esta medida correctiva pertenece al conjunto de acciones correctivas que modifican la topología del sistema. Sin embargo, a diferencia de la separación del sistema, la división de barras se caracteriza por retener todos los elementos conectados a la red eléctrica. Esta medida utiliza el principio de redistribución de carga para mitigar los problemas que pueden convertirse en un peligro para el sistema. Dentro de las aplicaciones de esta medida se encuentra el alivio de sobrecargas [47], desviaciones de voltaje [48, 49], limitación de corrientes de cortocircuito [50, 51] y recientemente como forma de agregar la demanda residencial [52, 53]. En [54] se propone un esquema óptimo de división de barras basado en un modelo de flujo de potencia de DC y mediciones de PMUs. Para cada barra del sistema se crean N barras equivalentes donde N es la cantidad de componentes conectados a la barra (generadores, cargas, líneas y transformadores). Cada barra equivalente se conecta a todos los otros $N - 1$ componentes mediante líneas de muy baja impedancia, de forma que la cantidad de conexiones es una expresión combinatorial de la forma $N(N - 1)/2$. A cada una de estas conexiones se le asigna una variable binaria para decidir si estarán conectados. Utilizando esta formulación, se plantean los balances nodales y el resto de restricciones del sistema de transmisión y generación, con lo cual se formula el problema que buscará minimizar el costo de producción total de generación. Los resultados determinarán la conectividad óptima entre componentes de una misma subestación, los cuales formarán la acción correctiva que deberá realizarse mediante aperturas y cierres de interruptores que interconectan los componentes de la subestación. En [55] se propone el uso de esta medida para mejorar la estabilidad voltaje a través de la resolución de un problema que determina la división de barras más efectiva maximizando el margen de carga.

Mitigación de congestiones

Se refiere a las acciones que reducen los flujos de potencia por líneas o corredores donde el flujo de potencia ante contingencias se encuentre en niveles que afecten la seguridad del sistema, por ejemplo, a través de sobrecargas o problemas de estabilidad de tensión. Ejemplos de esta medida ya se han mencionado como parte de los objetivos de la aplicación de la reducción y desconexión de generación y carga, conmutación del estado operativo del sistema de transmisión y modificación de topología. La mitigación de congestiones cambiando la topología de la red se refiere esencialmente a la separación o integración de partes de la red conectadas de manera diferente. La separación o integración del sistema se realiza separando o integrando diferentes sistemas de bus o sus secciones en partes donde el diseño de su equipo primario y secundario lo permita.

Frenado dinámico

El frenado dinámico o *dynamic braking* es un sistema donde se instala una resistencia en paralelo (shunt) la cual permite evacuar rápidamente la generación de una unidad. Típicamente se ha utilizado para mejorar la estabilidad transitoria angular entre sistemas que se encuentran interconectados. Se utiliza para aplicar una carga eléctrica artificial durante una perturbación transitoria para reducir la aceleración del rotor de los generadores [56]. Su uso permite la reducción de generación en todo momento, es decir, no depende de la inyección actual de una unidad de generación, lo cual permite su aplicación en cualquier instante de tiempo. El frenado se suele instalar en centrales hidráulicas y su operación es por una cantidad de tiempo fija. Si se aplican resistencias de frenado a las unidades térmicas, el efecto

sobre la fatiga del eje debe estudiarse cuidadosamente. Los cambios escalonados en la potencia que surgen durante una falla y el disparo de una línea pueden tener efectos negativos en las oscilaciones torsionales del eje. Por esta razón, las resistencias de frenado en plantas térmicas deben tener un tamaño limitado o cambiarse en pasos para minimizar el riesgo de daño al eje o pérdida de vida útil del equipo. Siempre que los diversos pasos se distribuyan en un ciclo completo del modo de torsión del eje más bajo, el efecto neto sobre las oscilaciones de torsión sería pequeño o inexistente [57]. Aplicaciones desde la década de 1970 han estado enfocadas en estudiar la respuesta dinámica del sistema ante este tipo de medidas correctivas. En [58] se presentó un estudio que muestra la aplicación de una resistencia de 1400 MW en una central de Washington, Estados Unidos. Esto permitió mejorar la estabilidad transitoria en aquella región del sistema (Pacific Northwest region, PNW) y aumentar la capacidad de transmisión en el sistema de 240 kV. El uso de la resistencia de frenado tenía una duración máxima de tres segundos utilizando posteriormente un período de enfriamiento. En la década de los 80 se reportan usos de este tipo de resistencias con otros elementos. En [59] se propuso el uso de un sistema de resistencia de frenado dinámico en conjunto con un reactor shunt para la estabilización de generadores en grandes perturbaciones. El control óptimo de tiempo se obtenía en función de la potencia de la máquina síncrona, la posición angular del rotor y la desviación de la velocidad. Recientemente, en [60], con motivo de la interconexión entre los sistemas de Rusia y China, se proponía el uso de resistencias de frenado en centrales hidráulicas con el fin de disminuir la cantidad de carga a desprender en el caso de grandes perturbaciones.

Reconfiguración del sistema

Se refiere a las medidas correctivas que realizan cambios topológicos del sistema. Puede ser la conmutación de líneas, división de barras, separación del sistema, o combinaciones de ellas.

Mitigación de congestiones y sobrecargas

Estas medidas se refieren a esquemas que permiten el alivio de sobrecargas en líneas y transformadores. No existe un esquema único pero sí acciones correctivas que en su conjunto permiten el alivio de congestiones y sobrecargas. Entre estas acciones correctivas se encuentra la desconexión de generación

Arranque/partida en negro o arranque de turbina de gas

Un arranque o partida en negro (o recientemente conocido como partida autónoma en el contexto de los servicios complementarios en Chile) es el proceso de restablecer el funcionamiento de una central eléctrica sin depender de fuentes de energía externas. Normalmente, la energía eléctrica utilizada dentro de la planta es proporcionada por los generadores de la subestación. Las plantas generadoras que utilizan turbinas de vapor requieren energía hasta el diez por ciento de su capacidad de carga total (para poner en línea: bombas de agua de alimentación de calderas, sopladores de aire de combustión de tiro forzado de calderas y equipos de preparación de combustible). No es económico proporcionar una capacidad de reserva tan grande en cada estación, por lo que la energía de arranque en negro solo se proporciona a través de la red de transmisión eléctrica desde estaciones específicas. En la literatura de investigación y documentación en torno a los SIPS, se tiende a agrupar en un mismo tipo de acción correctiva el arranque en negro con el arranque de turbinas de gas. Sin embargo, a

menudo, las centrales hidroeléctricas se designan como fuentes de arranque en negro para restaurar las interconexiones de la red, ya que estas centrales necesitan muy poca energía inicial para arrancar y pueden poner en línea una gran cantidad de energía muy rápidamente para permitir la puesta en marcha de centrales nucleares y de combustibles fósiles [61]. Incluso, la posibilidad de utilizar distintos tipos de centrales eléctricas ha sido investigado recientemente en [62], donde se realiza una comparación de distintos tipos de plantas de generación (hidroeléctrica, bombeo, gas, carbón, eólico, etc) para realizar el arranque en negro. En este estudio se caracterizan cada uno de estos tipos con sus ventajas y desventajas, y se proveen reglas para la elección de cada tipo dependiendo el escenario en que ocurre la contingencia. Otros esquemas que aprovechan las ventajas de la electrónica de potencia han sido estudiados por ejemplo en [63, 64] donde se analizan las ventajas de los VSC-HVDC como fuente de arranque en negro. Las principales ventajas se encuentran en las buenas características de tensión y frecuencia que pueden proveer estos componentes debido a la posibilidad de ejercer un control gradual de estas variables. Esta característica es útil para realizar lo que se ha denominado como “arranque suave” a través de una “energización suave”. Esta partida suave ha sido estudiada y desarrollada últimamente para analizar el comportamiento de centrales a base de fuentes de energías renovables como la energía eólica. Por ejemplo en [65] se realiza un estudio sobre el esquema de arranque en negro suave para un sistema MMC-HVDC con un parque eólico a gran escala. Para un sistema MMC-HVDC de dos terminales, cuando ocurre una falla en unos de los lados, la estación convertidora en el otro lado se apagará. Para evitar esto, se propone un esquema de arranque de tres etapas, especialmente para realizar el arranque en negro, que recupera el voltaje del lado DC gradualmente. En el caso de un sistema HVDC de tres terminales, cuando se produce un apagón en el lado pasivo del parque eólico, se produce una caída de tensión del lado DC. En este caso, el esquema permite el arranque en negro del parque mediante un controlador que hace que el voltaje del lado de AC del convertidor sea lo suficientemente estable como para reiniciar el parque eólico sin afectar a los otros convertidores.

Acciones de AGC

Se refiere al uso de controles automáticos de generación o *Automatic Generation Control (AGC)* para realizar acciones correctivas. Este tipo de controles puede complementar las acciones de los SPS. Por ejemplo en [66] se investiga la acción de los AGC, en conjunto con los dispositivos de desconexión de carga por subfrecuencia (UFLS), relés de recierre automático de frecuencia (AFR) y protecciones especiales de plantas nucleares para mejorar la respuesta automática de control ante problemas de frecuencia en la red de Ucrania. También en la referencia [67] donde se describe el SPS en Taiwán dispuesto para enfrentar contingencias de tipo N-3 y problemas de estabilidad transitoria, señala que la acción de SPS, la cual consiste en la desconexión de unidades de generación, es complementada con acciones de AGC para devolver el balance de carga-generación y de esta forma evitar problemas de sincronismo a causa de este desbalance.

Bypass de capacitores serie

La compensación en serie de una línea permite acortar la distancia eléctrica de la misma de forma tal de aumentar la capacidad de transmisión [68, 69]. Por tal motivo, una forma de mitigar problemas de sobrecargas en líneas compensadas es mediante el bypass de los capacitores en serie. Esto se logra instalando un interruptor en paralelo al capacitor, el cual

estará conectado en la subestación correspondiente. Ejemplos de aplicaciones de este tipo se encuentran en variados sistemas. En [70] se describe el marco teórico que permite estudiar los efectos de la compensación en serie y el uso del bypass de capacitores en serie como medidas correctivas de un RAS en líneas de 500kV que interconectan los sistemas de British Columbia, Pacific Northwest, Wyoming, Montana y California. Las pruebas realizadas permiten verificar que el bypass logra disminuir la carga de la línea. Otras aplicaciones de esta medida es la mitigación de problemas de interacciones subsíncronas [71]. Los riesgos de esta medida han sido estudiados en [72] donde se detalla el efecto que esta medida tiene sobre el desempeño protecciones de distancia.

Compensación reactiva

La compensación reactiva se refiere al uso de reactivos como medida correctiva. Esto involucra otras medidas tales como *conmutación de capacitores y reactores shunt, control de SVC/STATCOM, control de tap de transformadores con cambiadores de derivación, control de condensadores sincrónicos, excitación discreta*. Su uso es principalmente para aliviar problemas de tensión. En [73] se determinan las ubicaciones óptimas de fuentes de reactivos dinámicas para solucionar problemas de estabilidad de voltaje estáticos y transitorias. En el primer caso se verifica el margen de estabilidad de tensión (curva P-V) mientras que en el segundo se realizan simulaciones dinámicas.

Controles HVDC

Se refiere a la desconexión de enlaces en HVDC (High Voltage Direct Current), mediante el bloqueo de ciertos polos, para controlar el flujo de potencia por el enlace. Típicamente se ha utilizado para mitigar problemas de inestabilidad de frecuencia causado por fallas de unidades que producen un desbalance y mejorar la amortiguación de oscilaciones de baja frecuencia entre áreas [74]. Últimamente se ha propuesto para aliviar problemas de congestiones. En [75] se propone un esquema para la red de Manitoba, Canadá, el cual actúa sobre un enlace HVDC modificando los puntos de operación de los convertidores. Mediante PMUs ubicados en distintos puntos estratégicos, se detecta si existen sobrecargas y se determina la cantidad de potencia del enlace DC que necesita ser vertida para aliviar la sobrecarga. De esta manera se previenen desconexiones en cascada debido a sobrecargas. En [74] se propone el uso de un controlador de amortiguaciones en HVDC como apoyo a un SPS que actúa para mitigar congestiones. El controlador disminuye el riesgo de problemas de estabilidad en caso de haber retrasos en los sistemas de comunicación que realizan las acciones correctivas de desconexión de demanda y generación del SPS. En [76] se describen los requerimientos de protección para una red basada en VSC-HVDC (redes de alta tensión en corriente directa controlados mediante convertidores basados en fuentes de voltaje). Uno de los principales requerimientos que realizan los autores es que la transmisión de potencia de la red debe ser flexible y controlable con el fin de evitar la propagación de perturbaciones, lo cual implica un uso control intensivo sobre la red HVDC.

Control de válvula de turbina

Esta acción correctiva (que a veces también recibe el nombre de válvula rápida) se refiere a la apertura o cerrado de turbinas en centrales que las utilicen como forma de controlar, rápidamente, la inyección de generación de estas unidades. Se ha utilizado como una forma de mantener la estabilidad transitoria en los SEP [77]. Esta medida puede ser aplicada tanto a centrales hidroeléctricas como térmicas. Al cerrar y abrir rápidamente las válvulas, esta

medida puede reducir la aceleración del generador para responder a una perturbación en el sistema [78, 79]. En términos económicos, la acción sobre la válvula no requiere grandes inversiones en infraestructura adicional. La gran ventaja respecto a la desconexión de generación es que en el control sobre la válvula, el generador permanece conectado al sistema, lo cual implica que la disminución de la inercia del sistema es menor y la producción de energía puede ser restaurada más rápidamente [78]. De todas formas, se debe considerar los tiempos involucrados en el accionamiento de las turbinas, los cuales dependen del tipo de central y su insumo energético. Experiencias respecto a los tiempos involucrados han sido colectados y reportados en [80]. Si bien la desconexión de generación es una medida eficaz y ampliamente utilizada en aplicaciones de SIPS, su uso puede causar problemas en la estabilidad transitoria del sistema al introducir desbalances entre la generación y la demanda, lo que puede causar desconexiones de demanda. Además, en ciertos casos, la reconexión del generador al sistema puede tomar bastante tiempo. Este problema es abordado en [81] donde se propone el uso de controles de rápida actuación en válvulas -además de una resistencia de frenado- para evitar la salida de generadores como acción correctiva en el sistema de Corea (KEPCO).

Desconexión por pérdida de sincronismo

Esta medida es utilizada para mitigar oscilaciones de potencia extremas que pueden provocar el colapso del sistema. En [82] se propone el uso de mediciones de voltaje para predecir si el sistema se acerca a una condición fuera de sincronismo siguiendo lo propuesto en [83]. Estas mediciones permiten predecir si es necesario iniciar una separación controlada de las áreas que están perdiendo sincronismo.

Controles rápidos de inversores y controladores

Esta medida incluye la acción de controles que modifican la referencia de centrales que se conecten al sistema mediante inversores y puedan ser parte de un esquema de control, lo cual corresponde a una categoría que incluye al *control rápido de inversores fotovoltaicos*, *control rápido de controladores de turbinas eólicas* y *control rápido de controladores de sistemas de almacenamientos de energía*.

Dynamic Line Rating

Si bien no es una acción correctiva como tal, esta tecnología permite elevar la capacidad de transmisión mediante la observación de las condiciones climáticas. Tradicionalmente la capacidad de transmisión se estima asumiendo escenarios de peor condición climática tales como alta temperatura ambiental, a pleno sol y bajo viento. El DLR es una forma de recalcular la capacidad de transmisión según las condiciones climáticas en tiempo real [84]. Mediante el monitoreo de la velocidad del viento y la temperatura ambiental, es posible determinar en forma más exacta y cercana a la capacidad real la capacidad de transmisión de un sistema. Esto permite a los operadores de un sistema aprovechar la capacidad de transmisión si es que las condiciones climáticas son favorables.

2.3. Normativa internacional relacionada

La presente sección muestra la experiencia internacional de inclusión de SIPS, SPS o RAS dentro de la normativa de operación y/o planificación del sistema eléctrico correspondiente.

Para esto se revisó la legislación eléctrica, códigos de red y reglas de mercado de distintos países y entidades.

2.3.1. Canadá

El Operador Independiente del Sistema Eléctrico (IESO) es el operador del sistema eléctrico de Ontario controlando el flujo de energía en la red eléctrica y administrando el mercado. Establece el precio de la electricidad por hora de Ontario y garantiza que haya suficiente energía para satisfacer las necesidades energéticas de la provincia en tiempo real [85]. La biblioteca de manuales y reglas del mercado contiene los documentos necesarios para interactuar en el mercado de la electricidad de Ontario. Estas reglas son aprobadas por el Consejo de Administración de IESO y rigen la red controlada por IESO y los mercados administrados [86]. Una característica del sistema eléctrico de Ontario es el uso de planes de acción correctiva que aumentan la confiabilidad del sistema de su transmisión. Cuando la capacidad de transmisión es limitada, debido, por ejemplo, a un mantenimiento planificado o una interrupción forzada, el IESO implementa un esquema que seleccionará la generación o carga para desconectarse y/o reducirse. De esta forma se asegura que no se excedan los límites de transferencia del sistema y que la confiabilidad del SEP se mantenga de una manera costo-efectiva. En este sistema, el IESO define en las Reglas del Mercado, los Esquemas de Acciones Correctivas (RAS) como esquemas que realizan una o más de las siguientes acciones [87]:

- Rechazo de carga
- Rechazo de generación
- Desconexión de generación
- Conmutación de capacitores shunt
- Conmutación de reactores shunt
- Conmutación de elementos en la subestación para reconfiguración de transferencias (también conocido como esquemas cross-tripping o transfer-trip).

El IESO dirige la implementación de los RAS instalados en la red que es controlada por esta misma entidad, según sea necesario, con el fin de:

- Aumentar la capacidad de transferencias de potencia en la red controlada por el IESO
- Proporcionar seguridad adicional más allá de la requerida para gestionar eventos de contingencia en un estado operativo normal

El operador es quien determina la necesidad de la aplicación de los RAS y dirige la implementación siguiendo criterios para la implementación y activación establecidos por el mismo operador. Antes de establecer cambios a dichos criterios, el operador consultará y, cuando sea posible, obtendrá el acuerdo del participante del mercado cuya instalación es parte del RAS para los cambios previstos. En caso de que no se pueda llegar a un acuerdo, el operador puede cambiar los criterios para el RAS si es necesario con el fin de mantener un funcionamiento confiable de la red.

Respecto a los agentes que forman parte del RAS, estos se dividen en dos grupos: los dueños de los equipos y los participantes del mercado. En el caso del primer grupo, estos

tienen responsabilidades dentro de las que se encuentran: mantención de los equipos, pruebas y reportes de estadísticas de operación e informar al operador si existe una propuesta de un nuevo RAS o de modificar uno existente. Para el caso del segundo grupo, los generadores o sistemas de almacenamiento que no forman parte de una instalación de partida rápida y que son desconectados producto de la operación de un RAS, tienen derecho a una compensación por parte del IESO. Respecto a las cargas, estas pueden participar como cargas despachables en cuyo caso pueden tener desconexiones en ciertas fechas, horas, duraciones y montos acordadas con el IESO. El operador también puede establecer la operación de transformadores con cambiadores de tap bajo cargas (OLTC) para aliviar problemas de voltaje.

2.3.2. ENTSO-E

En Europa, el ENTSO-E es la asociación europea para la cooperación de operadores de redes de transporte de electricidad europeos (TSO). Existen 39 TSOs miembros que representan a 35 países, quienes son responsables por el funcionamiento seguro y coordinado del sistema eléctrico europeo. Además de su papel fundamental e histórico en la cooperación técnica, el ENTSO-E es también la voz común de los TSOs [88]. Su misión es garantizar la seguridad del sistema eléctrico interconectado de los países pertenecientes a esta asociación y el funcionamiento y desarrollo óptimos de los mercados eléctricos interconectados europeos. Sus principales responsabilidades incluyen:

- Desarrollo e implementación de estándares, códigos de red, plataformas y herramientas para garantizar la operación segura del sistema y el mercado, así como la integración de la energía renovable
- Evaluación de la adecuación del sistema en diferentes plazos
- Coordinación de la planificación y el desarrollo de infraestructuras a nivel europeo (Planes Decenales de Desarrollo de Redes, TYNDP)
- Coordinación de actividades de investigación, desarrollo e innovación de los TSOs
- Desarrollo de plataformas para permitir el intercambio transparente de datos con los participantes del mercado.

El ENTSO-E ha publicado diversos instrumentos para definir y categorizar el marco de aplicación de los SPSs como parte de las recomendaciones para los planes de defensa en el área continental de Europa. En [citeentoe2012](#), se proveen reglas y guías para la implementación de SPSs dentro del ENTSO-E y algunos ejemplos de aplicación. Se definen los estados del sistema de acuerdo con las variables eléctricas. Se definen cinco estados: Normal, Alerta, Emergencia, Blackout y Restauración. Estos estados se relacionan entre sí, pues debido a perturbaciones o contingencias en el sistema, este puede pasar desde un estado normal a un estado de blackout si no se toman acciones. En este contexto, un plan de defensa permite restaurar el estado del sistema desde un estado de emergencia al estado normal, es decir, justo antes de llegar al estado de blackout. Una forma de contener este tipo de contingencias es mediante el uso de SPSs, en los cuales se reconoce que permiten afrontar ciertas falta de redundancias que los operadores del sistema utilizan como parte de los planes de defensa. Dada la relevancia que tendría un SPS para este tipo de aplicaciones, se entregan recomendaciones generales para los operadores de red que incluyen un requerimiento de alta fiabilidad para estos equipos y adecuada redundancia de los componentes del SPS. También se recomienda

la coordinación con operadores cercanos en caso de que la acción del SPS tenga influencia en redes vecinas. Finalmente se describen los puntos más relevantes del proceso general de diseño e implementación de un SPS, el cual considera estudios del sistema, desarrollo de soluciones, diseño e implementación, puesta en servicio y pruebas periódicas, y entrenamiento y documentación.

2.3.3. NERC

La North American Electric Reliability Corporation (NERC) es una autoridad reguladora internacional norteamericana sin fines de lucro cuya misión es asegurar la reducción efectiva y eficiente de los riesgos para la confiabilidad y seguridad de la red [89]. El área de responsabilidad de la NERC abarca los Estados Unidos continentales, Canadá y la parte norte de Baja California, México. La NERC es la Organización de Confiabilidad Eléctrica (ERO) para América del Norte, sujeta a la supervisión de la Comisión Reguladora de Energía Federal (FERC) y las autoridades gubernamentales de Canadá. La jurisdicción de la NERC incluye usuarios, propietarios y operadores del sistema de energía que sirve a casi 400 millones de personas. En esta región, el operador del sistema planifica su operación mediante modelos de contingencias especificadas en el estándar TPL-001 [90]. Este estándar señala que los modelos de planificación deben ser complementados con fuentes que incluyan items representados en el Plan de Acción Correctiva con el fin de alcanzar los requerimientos de desempeño solicitados. Este plan puede ser revisado en las evaluaciones de planificación. Este Plan de Acción Correctiva debe contener una lista de las deficiencias del sistema y presentar acciones necesarias para cumplir con los requerimientos de desempeño. Ejemplos de estas acciones son:

- Instalación, modificación, retiro o remoción de instalaciones de transmisión y generación, y cualquier equipo asociado.
- Instalación, modificación o remoción de Sistemas de Protección o Sistemas Especiales de Protección
- Instalación o modificación de disparo automático de generación como respuesta a una Contingencia única o múltiple para mitigar las infracciones del desempeño de Estabilidad.
- Instalación o modificación de sistemas de reducción/desconexión de generación manual y automática para la respuesta a una contingencia única o múltiple con el fin de mitigar las infracciones de desempeño de régimen permanente.
- Uso de Procedimientos Operativos especificando cuánto tiempo serán necesarios como parte del Plan de Acciones Correctivas.
- Uso de aplicaciones de tarifas, Demand Side-Management, nuevas tecnologías u otras iniciativas.

2.3.4. Nueva Zelanda

En Nueva Zelanda la entidad a cargo de la operación de la red es Transpower, la cual es responsable de administrar el sistema eléctrico en tiempo real y operar el mercado eléctrico mayorista y regulada por la autoridad eléctrica [91]. La organización del grupo de Operaciones

de Transpower se basa en el enfoque temporal de las distintas tareas a realizar: tiempo real, corto a mediano plazo, mediano plazo y largo plazo.

En este sistema se hace la diferencia entre un RAS y un SPS. El primero se define como: “una aplicación de la suite de aplicaciones de gestión avanzada de energía del operador del sistema que se utiliza para proporcionar una mejor gestión de las contingencias y la modelación de los efectos de los Esquemas Especiales de Protección (SPS). Esto nos permite proporcionar un conjunto más preciso de acciones correctivas para mejorar la seguridad de la red”. En tanto que los SPS son definidos como: “un esquema de protección automática instalado en una subestación, cuyo propósito es tomar acción (post evento) para sacar de servicio las instalaciones, o para reducir la carga o reducir la generación, con el fin de corregir o prevenir una sobrecarga” [92]. Más precisamente, el código de red de Nueva Zelanda define los SPS como “un esquema de protección que toma una acción predeterminada, incluida la reconfiguración de la red, cambios de demanda o cambios de generación, para contrarrestar una condición particular una vez que se detecta esa condición. Los esquemas de protección especiales permiten que un sistema de energía funcione a un límite de capacidad más alto antes del evento mientras aún se encuentra en un estado seguro. Los sistemas automáticos de deslastre de carga por baja frecuencia y las reservas instantáneas quedan excluidos de los requisitos de los regímenes especiales de protección” [93]. Esta diferenciación existe debido a la forma de establecer restricciones de seguridad para la operación del sistema. El operador planifica la operación con un despacho económico que co-optimiza la energía y la reserva. Cuando el despacho sin restricciones de seguridad no permite que se cumplan las políticas de seguridad (por ejemplo, si se espera que los activos de transmisión se operen más allá de la capacidad nominal a corto plazo después de cualquier evento de contingencia definido), se aplica una restricción de seguridad en el despacho económico denominado como Scheduling Pricing and Dispatch (SPD). Antes del uso de los RAS, el operador del sistema utilizaba una aplicación denominada “Simultaneous Feasibility Test” (SFT) que generaba restricciones automáticas sobre la base de definiciones de contingencias preestablecidas que son ingresadas al SPD. El proceso de diseño y determinación de las restricciones de seguridad se encuentra resumido en [94]. Si bien estas restricciones son automáticas, existían imprecisiones en el SFT respecto a la integración de las restricciones de los SPS por lo cual, en algunos casos, era necesario una intervención manual para mejorar la precisión, mientras que en otros casos no era posible su integración. De esta forma, el sistema actual permite la inclusión de los RAS con una mejor modelación de los SPS, con lo cual se consigue una mejora de la precisión de la modelación de las restricciones del SFT.

2.3.5. Alemania

En el sistema alemán se cuenta con un enfoque preventivo para la operación de la red bajo el criterio N-1. Este enfoque se puede dividir en cuatro escalas de tiempo [95, 96]: planificación de largo plazo (5-15 años), planificación anual (1 año), operación semanal o diaria (1 día a 1 semana) y operación cercana al tiempo real (5 minutos). En esta última escala de tiempo, el sistema es observado en tiempo real por el SCADA y se aplican análisis de contingencias para determinar posibles transgresiones de los límites de operación ante contingencias de tipo N-1. Bajo el marco legal, la Ley de la Industria Energética Alemana [97] establece que si existen congestiones en la situación prefalla o post-falla, entonces se pueden tomar acciones correctivas dependiendo del estado del sistema. Estas acciones se clasifican en cuatro tipos:

- Acciones de red: incluyen, por ejemplo, la modificación de la topología del sistema, el

control de las unidades de compensación (Flexible AC Transmission Systems, FACTS) y el ajuste de la relación de transformadores con cambiadores de taps.

- Acciones de mercado: incluyen, por ejemplo, la adquisición y activación de reservas de equilibrio y redespacho, contrapartida, y la activación de cargas interrumpibles.
- Acciones de capacidad adicional: comprenden el uso de centrales de reserva de capacidad y/o reservas de red. Mientras que el TSO usa la capacidad de las centrales de reserva para garantizar el equilibrio del sistema en situaciones impredecibles y extremas, también se pueden utilizar reservas de la red para realizar acciones de redespacho adicional.
- Acciones de emergencia: Si todas las acciones descritas anteriormente no son suficientes para restaurar el sistema a un estado seguro, se deben utilizar acciones de emergencia tales como la reducción de los recursos de energía renovable (RES), la adaptación de las centrales eléctricas convencionales y la desconexión de carga.

2.3.6. Brasil

Las características geoelectricas del Sistema Eléctrico Brasileño, las restricciones financieras a los proyectos de expansión y los cambios de los servicios públicos en el sector de energía eléctrica, hicieron necesario desarrollar e implementar Esquemas de Protección del Sistema (SPS) [98]. El primero de estos esquemas fue utilizado en la región Sur del país en 1974 el cual corresponde a un esquema de desconexión de carga para problemas de subfrecuencia. En la actualidad, existen más de 200 esquemas especiales de protección en el Sistema Brasileño siendo los objetivos principales la maximización de las transferencias de energía entre áreas y regiones y el retraso de la entrada en servicio de componentes del sistema de transmisión, lo cual junto con condiciones hidrológicas desfavorables en los últimos años, reducen aún más los márgenes de operación. La Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) en el procedimiento de redes sobre integración de instalaciones [99], establece los productos, responsabilidades, plazos y etapas de los procesos relacionados con la implementación de Sistemas Especiales de Protección (SPS) y revisión de los SPS existentes, que incluyen los Esquemas de Control de Emergencia (ECE) y los Esquemas Regionales de Alivio de Carga (ERAC) de la Red Nacional de Operación del Sistema Interconectado (SIN). En este caso, el Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS) identifica e informa a los agentes involucrados la necesidad de implementar nuevos SPSs de acuerdo a estudios eléctricos. En conjunto con los agentes, analiza la viabilidad de la implementación de los nuevos SPSs y elaboran un proyecto para su ejecución. En el caso de los SPSs existentes, se revisan y se determinan en conjunto con los agentes, los ajustes necesarios que deban realizarse. La implementación y las pruebas en sitio quedan a cargo de los agentes involucrados.

2.4. Normativa nacional

En el caso de Chile, existen referencias al uso de SPS en la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio, la cual establece las exigencias que deben cumplir los agentes del sistema eléctrico. En esta sección, además se describen los principales conceptos relacionados a la seguridad del sistema ante contingencias y sobrecargas.

2.4.1. Definiciones generales

La Comisión Nacional de Energía es un organismo público y descentralizado cuyo objetivo es ser un organismo técnico encargado de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas de producción, generación, transporte y distribución de energía, con el objeto de disponer de un servicio suficiente, seguro y de calidad, compatible con la operación más económica [100]. Este organismo es responsable de la elaboración de la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio [101] (NTSYCS) en la cual se establecen las exigencias de Seguridad y Calidad de Servicio de los sistemas interconectados que deben cumplir los diferentes agentes involucrados del sistema. En esta norma se definen los siguientes términos de relevancia para el presente trabajo:

- **Capacidad de Transmisión en Régimen Permanente:** Máxima capacidad que puede ser transmitida por cada Elemento Serie del Sistema Interconectado (SI) considerada para la operación tanto en Estado Normal como en Estado de Alerta, determinada según lo indica el Artículo 5-26. Además, la norma señala la existencia de un límite de sobrecarga y un tiempo de corta duración donde se puede mantener esta sobrecarga. Según lo señalado en el artículo 5-30: “en Estado Normal, el Coordinador podrá operar los Elementos Serie del ST manteniendo la corriente transportada en un valor tal que ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, la sobrecarga resultante por los tramos que se mantienen en servicio, una vez superado el transitorio post-contingencia, sea inferior al **límite de sobrecarga** calculado por el Coordinador. Para efectos de lo señalado anteriormente, se entenderá por **corta duración** al período de duración no superior a 15 minutos, período durante el cual el Coordinador deberá adoptar medidas tales como redespacho de unidades generadoras u otras que sean eficaces para restituir la corriente transportada por el Elemento Serie a la correspondiente a su capacidad de operación permanente.”
- **Criterio N-1:** Criterio de seguridad utilizado en la planificación del desarrollo y operación de un (SI) que garantiza que, ante la ocurrencia de una Contingencia Simple, sus efectos no se propaguen a las restantes instalaciones del (SI) provocando la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

Respecto a las contingencias, se clasifican en categorías:

- **Contingencia Simple:** Falla o desconexión intempestiva de un elemento del SI, pudiendo ser este último una unidad generadora, un Elemento Serie del ST, una Barra de Consumo, o Elemento Paralelo del ST, entre otros y que puede ser controlada con los Recursos Generales de Control de Contingencias. Se entiende que la contingencia puede ser controlada cuando no se propaga a otras instalaciones del SI. En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración una turbina de gas, una turbina de vapor corresponde a la desconexión de ambas unidades. En el caso de centrales de ciclo combinado con configuración dos turbinas de gas, una turbina de vapor, corresponde a la desconexión de una turbina de gas y a la pérdida de la generación de la unidad a vapor sólo en la proporción correspondiente, siempre que el Coordinado que explota la instalación demuestre al Coordinador que existe independencia de los sistemas de control, servicios auxiliares, suministro de combustible u otros que garanticen que la contingencia simple no representa la pérdida de la central completa.

- **Contingencia Crítica:** Falla o desconexión intempestiva de una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Parcial
- **Contingencia Extrema:** Falla de baja probabilidad de ocurrencia que afecta una o más instalaciones y que no puede ser controlada mediante los Recursos Generales de Control de Contingencias, debiéndose aplicar Recursos Adicionales de Control de Contingencias para evitar un Apagón Total. Se entiende que la contingencia no puede ser controlada cuando ésta se propaga a las restantes instalaciones del SI, produciéndose la salida en cascada de otros componentes debido a sobrecargas inadmisibles, o a pérdida de estabilidad de frecuencia, ángulo y/o tensión.

Respecto a los sistemas de protección, la norma señala lo siguiente:

- **Sistema de Protecciones Eléctricas:** Conjunto de dispositivos y equipamiento necesarios para detectar y despejar una falla que ocurra en los equipos que protege, desconectándolos del SI en el menor tiempo posible, con el objeto de minimizar las perturbaciones en el sistema y evitar daños a los equipos, las personas o el SI.
- **Sistemas de Protección Multiárea:** Conjunto de dispositivos, software y equipamiento necesarios para aplicar los recursos adicionales de control de contingencias, incluyendo los esquemas EDAC, EDAG, ERAG, o de apertura de enmallamientos, activados por órdenes remotas de Desenganche Directo.

Respecto a los esquemas de desconexión/reducción generación y desconexión de carga, estos se encuentran definidos en el Informe de Definición de Servicios Complementarios [102]:

- **Esquema de Desconexión Automática de Carga:** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores asociados a consumos, en condiciones anormales del sistema eléctrico que ponen en riesgo su estabilidad. La activación de los EDAC se produce frente a: límites o umbrales de subfrecuencia, gradientes de disminución de frecuencia, límites de subtensión o señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen los siguientes tipos de EDAC: EDAC por subfrecuencia, EDAC por subtensión y EDAC por contingencia específica.
- **Esquema de Desconexión/Reducción Automática de Generación:** son esquemas de control que operan automáticamente. Dichos esquemas emiten orden de desenganche sobre interruptores u órdenes a controladores para reducir la generación de unidades o inyección de sistemas de almacenamiento. La activación de los EDAG se produce frente a: límites o umbrales de sobrefrecuencia, y señales de desenganche directo emitidas por sistemas de control que detectan contingencias específicas. Se distinguen EDAG o ERAG por sobrefrecuencia y por contingencia específica.

La forma de determinar los límites de transmisión según la NTSYCS se establece en el capítulo 5 sobre Exigencias para Estándares de Seguridad y Calidad de Servicio. En el artículo 5-5 y 5-6 se establece que:.

- La planificación para el desarrollo del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1 el cual solo podrá utilizar recursos EDAC, EDAG o ERAG supervisados por frecuencia o por tensión.
- La planificación de la operación del SI deberá ser realizada aplicando el Criterio N-1 de forma tal que deberá considerar en todos los estudios de programación de la operación establecidos en la NTSYCS, que una Contingencia Simple pueda ser controlada sin que sus efectos se propaguen al resto de las instalaciones del SI, mediante el uso de los Recursos Generales de Control de Contingencias, salvo los SSCC de EDAG, ERAG o EDAC.

De las definiciones anteriores se concluye, en primer lugar, la aplicación del criterio de seguridad N-1 en la planificación del SI. Esto significa que bajo el cuadro normativo actual no existe la posibilidad de considerar un relajamiento de este criterio para aumentar la capacidad de transferencia. Lo anterior es distinto a lo que ocurre en otros países estudiados y presentados en 2.3 donde uno de los motivos del uso de estos esquemas es aumentar la capacidad de transferencia del sistema de transmisión. Lo segundo que se puede concluir es el reconocimiento de la existencia de distintos tipos de esquemas de acciones correctivas como EDAC, EDAG, ERAC, incluso de desconexión de circuitos en sitios enmallados para distintos fines. Finalmente se destaca la definición de sistemas de protección multiárea, los cuales, de acuerdo con la definición, pueden entenderse como esquemas de protección de la integridad del sistema debido a que actúan sobre una cantidad de componentes amplia del sistema (wide-area) y buscan por mantener la estabilidad del mismo.

2.4.2. Analogía con guía IEEE

Una comparación de las definiciones presentadas en la guía IEEE [13] y la norma técnica se presenta en la tabla 2.2. En esta tabla se comparan los fenómenos o condiciones anormales indicadas en la guía y los señalados en la norma técnica chilena.

Tabla 2.2: Analogía entre problemas tratados en la guía IEEE y la Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.

Norma Técnica	Guía IEEE
Estabilidad de Frecuencia	Estabilidad de Frecuencia: Grandes Áreas y Aislación
Estabilidad Transitoria	Estabilidad de Rotor Angular: Transitoria y de Pequeña Perturbación
Estabilidad de Voltaje	Estabilidad de Voltaje: Grandes y Pequeñas perturbaciones
Regulación de Tensión	Voltaje Anormal
Sobrecarga	Sobrecarga

De la tabla anterior es posible notar que los problemas de la guía IEEE son mencionados y tratados en la Norma Técnica. Sin embargo, en la guía IEEE estos problemas son subdivididos en problemas más pequeños que se abordan con mayor detalle.

2.5. Aplicaciones de SPS

En la presente sección se muestran algunos casos de aplicación de SIPS en la industria. El objetivo fundamental es presentar casos reales de aplicación de estos esquemas, sus objetivos y modos de funcionamiento.

2.5.1. Internacionales

Europa

En [103] se describe la implementación de un SPS en la interconexión entre Turquía y el resto del sistema europeo. En 2010 se inició la interconexión sincrónica entre este país y el resto del sistema europeo. El ENTSO-E, luego de intensivos estudios solicitó que el plan de defensa en contra de la propagación de grandes perturbaciones debería incluir un sistema de control de emergencia con un SPS como una primera línea de defensa. Este esquema debía proteger la interconexión entre Turquía, Bulgaria y Grecia la cual se llevaba a cabo con un corredor en 400 kV. Esto tenía como finalidad evitar que los problemas del sistema eléctrico de Turquía se propagaran hacia el resto de los países. Específicamente se buscaba:

- Evitar lo mejor posible la pérdida de sincronismo del sistema de Turquía hacia el resto del sistema continental que abarca el área de influencia del ENTSO-E.
- Limitar las sobrecargas temporales del sistema de transmisión o desviaciones excesivas de voltaje producto de fallas en el sistema de Turquía.
- Evitar el colapso de voltaje
- Evitar poner en riesgo de daño a los equipos que componen el sistema eléctrico
- Monitorear oscilaciones electromecánicas interárea

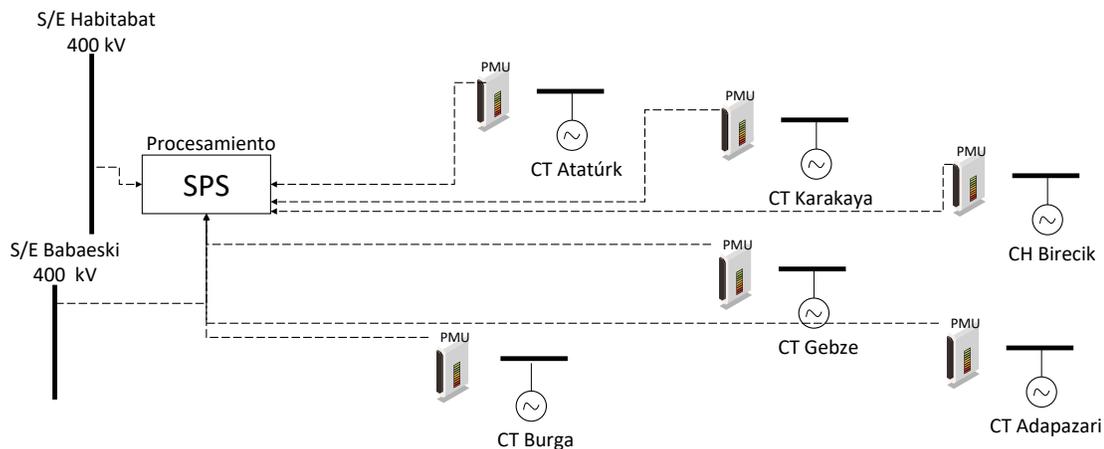


Figura 2.6: Agentes del SPS en Turquía. Fuente: Elaboración propia basada en [103].

En el caso de oscilaciones interárea el SPS monitorea las tres líneas de transmisión de 400 kV y entrega una alarma cuando se excede un cierto umbral de frecuencia. En caso de

exceder un segundo umbral o de aumentar progresivamente la amplitud de las oscilaciones, se desconecta la interconexión. El SPS mide en tiempo real la potencia por las líneas de interconexión y las magnitudes de la secuencia positiva y negativa del voltaje. Con estas variables calcula unos indicadores que dan cuenta de la condición del sistema. Cuando se detecta una condición predefinida (mediante estudios offline) el SPS activa una determinada acción correctiva que contiene una combinación de desconexiones de carga y generación en determinados elementos del sistema. Esta decisión depende del nivel de demanda del sistema y de los generadores disponibles en el sistema. La prioridad para la desconexión de generadores es primero unidades hidroeléctricas y luego unidades térmicas accionadas por turbinas a gas. Los estudios para las pruebas de aceptación en fábrica (FAT de sus siglas en inglés) se llevaron a cabo con simulaciones dinámicas y sistemas equivalentes para representar el resto del sistema que compone el ENTSO-E. Se utilizó un sistema de simulación digital en tiempo real (RDTS).

Norteamérica

En [104] se describe un esquema de rápida desconexión de carga de BC Hydro, una empresa canadiense que suministra electricidad en una parte de este país. Los antecedentes del primer SPS de esta zona tenía como objetivo prevenir el colapso de tensión debido a la pérdida de todas las líneas desde Churchill Falls Power Plant, y en el año 2000 se implementó otro SPS como parte del plan de defensa para mejorar la robustez del sistema. Este se componía de relés de subfrecuencia, desprendimiento de carga y rechazo de generación Programable Load Shedding Systems (PLSS). En este esquema, los candidatos se seleccionan basados en análisis de sensibilidad considerando sus impactos en los perfiles de tensión y la estabilidad transitoria del sistema. La cantidad de carga a desconectar es calculada y actualizada dependiendo de los datos obtenidos en tiempo real desde el EMS. Más recientemente, en [105] se presenta un SPS utilizado en Hydro Québec para el control de tensión. Este SPS tiene como objetivo evitar el colapso de tensión. El proyecto conocido como GLCC por sus siglas en inglés Global and Local Control of Compensators permite el control de los compensadores como SVC y compensadores sincrónicos para incrementar la capacidad de transmisión. El rol del GLCC es cambiar temporalmente el set point de voltaje de los compensadores shunt de Hydro-Québec luego de detectar una caída importante de tensión en el sistema. Esto permite evitar el colapso de tensión que sigue a una contingencia severa de con el objetivo de incrementar la capacidad de transferencia en el sistema de transmisión. Por otra parte, la experiencia en Estados Unidos con el uso de SPS o RAS es bastante amplia. Por ejemplo, en [106] se describe la experiencia de la implementación de RAS en los Sistema de Gestión Energética (EMS) del Operador Independiente del Sistema de California (CAISO). Describe -en alto nivel- los pasos necesarios para el diseño e implementación de un RAS en el EMS. Esto se realiza mediante un lenguaje denominado DBL (de sus siglas en inglés Data Base Language) el cual manipula la base de datos del EMS. Posteriormente se vincula el RAS a una interfaz de Análisis de Contingencias que permite verificar el funcionamiento del esquema ante las contingencias donde debería funcionar.

Asia

En [15] se describe los resultados de la simulación e implementación de un SIPS de área grande en Taiwan. Este esquema ha sido diseñado para enfrentar contingencias de tipo N-3 que provoquen problemas de inestabilidad con el fin de abordar los objetivos de seguridad y

confiabilidad impuestos en el contexto de redes inteligentes. El sistema eléctrico de Taiwán es un sistema aislado sin conexión a otra red. En 1999 hubo un corte de energía debido al derrumbe de una torre de alto voltaje que condujo a un problema de inestabilidad transitoria dejando a un 83% de la población sin suministro [107]. Este esquema consiste en dos etapas. El SIPS de la primera etapa toma la simulación del sistema de desconexión de generación y el SIPS de la segunda etapa involucra la desconexión de generación, el rechazo de carga y reconfiguración del sistema mediante la conmutación del estado operativo de equipos en las distintas subestaciones del sistema.

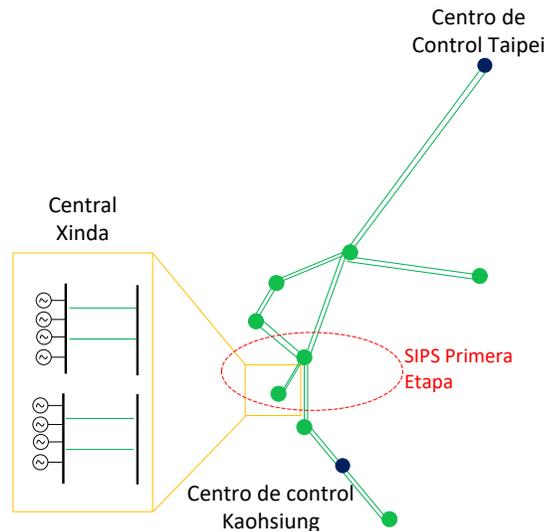


Figura 2.7: La configuración y ubicación del SIPS de dos etapas en Taiwán.
Fuente: Elaboración propia basada en [15].

El SIPS de la primera etapa está diseñado para contener un tipo de contingencias de tipo N-3, la cual corresponde a la salida de tres líneas de transmisión que conectan la planta Xinda con el resto del sistema. En la figura anterior, el área que cubre la acción del SIPS está indicada con un área de color rojo discontinua. Cuando la transferencia afectada por la falla supera el umbral de 3700 MW se activa el esquema que produce la desconexión de ciertas unidades de la planta de acuerdo con una tabla predefinida basada en estudios de estabilidad. La segunda etapa cubre el resto del sistema. Es decir, observa las transferencias que ocurren principalmente desde el centro del sistema hacia el norte y hacia el sur. De similar modo a la primera etapa, cuando la contingencia produce la salida de ciertos corredores cuyo flujo de potencia total está por sobre un cierto umbral, se activan ciertas acciones correctivas que involucran la salida de generación y carga.

Oceanía

En Australia la compañía ElectraNet publicó un reporte en 2019 acerca de la necesidad de inversión en infraestructura de red. La principal conclusión de este estudio fue que una interconexión en 330 kV entre Roberstown (en el sur de Australia) y Wagga Wagga (en New South Wales) con un enlace adicional entre Buronga y Red Cliffs tendría significativos beneficios económicos [108]. Este beneficio económico tiene como base el uso de un SPS para detectar y gestionar riesgos de seguridad del sistema asociados a fallas en la interconexión. Específicamente, el SPS actúa cuando se produce la salida de uno de los dos circuitos de la

interconexión bajo condiciones de alta transferencia por ambos subsistemas. Sin el SPS, esta falla causaría sobrecargas en las líneas en servicio, las cuales -según los estudios realizados- conllevarían a problemas inestabilidad y finalmente a la separación del sistema, produciendo pérdida de suministro en ciertas áreas. Es importante mencionar que la contingencia señalada corresponde a un evento de muy baja probabilidad de ocurrencia y es considerada una contingencia no creíble bajo el reglamento de electricidad de Australia. Este SPS utiliza un BESS de 100 MW en conjunto con desprendimiento de generación y carga.

2.5.2. Nacionales

En Chile la aplicación de SPS ha estado fundamentalmente motivada por aprovechar de mejor forma la capacidad de transferencia del sistema de transmisión y para mejorar la seguridad del sistema ante contingencias. Los problemas que fundamentan el uso de estos esquemas son principalmente problemas de congestiones [109]. Algunos de estos esquemas corresponden a:

- Tal Tal
- Guacolda
- Higuera/confluencia
- Polpaico Navia
- Quillota-los vilos-Pan de Azúcar
- Maitencillo/cardones

El SPS de Tal Tal tenía como objetivo encargarse de los problemas de pérdidas de generación por desprendimientos bruscos de carga. El SPS instalado entre Paposo y Diego de Almagro en 220 kV permitía la desconexión de alguna de las dos unidades de la central Tal Tal ante contingencias preestablecidas en el sistema de transmisión. Esta desconexión permitía evitar problemas de inestabilidad de estas unidades de generación y evitar la propagación de perturbaciones hacia el resto del sistema. En la figura 2.8 se presenta un esquema del funcionamiento de este SPS.

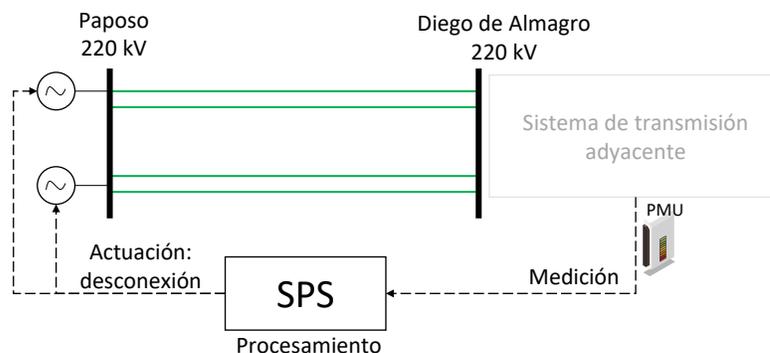


Figura 2.8: Diagrama de SPS en Tal Tal. Fuente: Elaboración propia basada en [110]

El SPS en Guacolda tenía por objetivo mitigar problemas de sobrecargas ante la salida de alguno de los circuitos de la línea Pan de Azúcar-Maitencillo 220 kV. Mediante cambios en la potencia de generación de las centrales y desprendimientos de consumo, se reestablecía el flujo de potencia a valores por debajo de los niveles máximos de transferencia en los circuitos que quedaban en servicio. Esta solución, también denominada como SPS-EDAG continuo y discreto, ejecutaba estas acciones correctivas mediante órdenes de apertura sobre transformadores y líneas. Específicamente, se producía la desconexión de las unidades 1,2,3 y/4 de la central Guacolda ante la salida de uno de los cuatro circuitos de línea Guacolda-Maitencillo 220 kV. De forma similar ocurría ante la salida de uno de los dos circuitos de la línea Pan de Azúcar-Maitencillo 220 kV [111]. Un esquema simplificado se presenta en la figura 2.9.

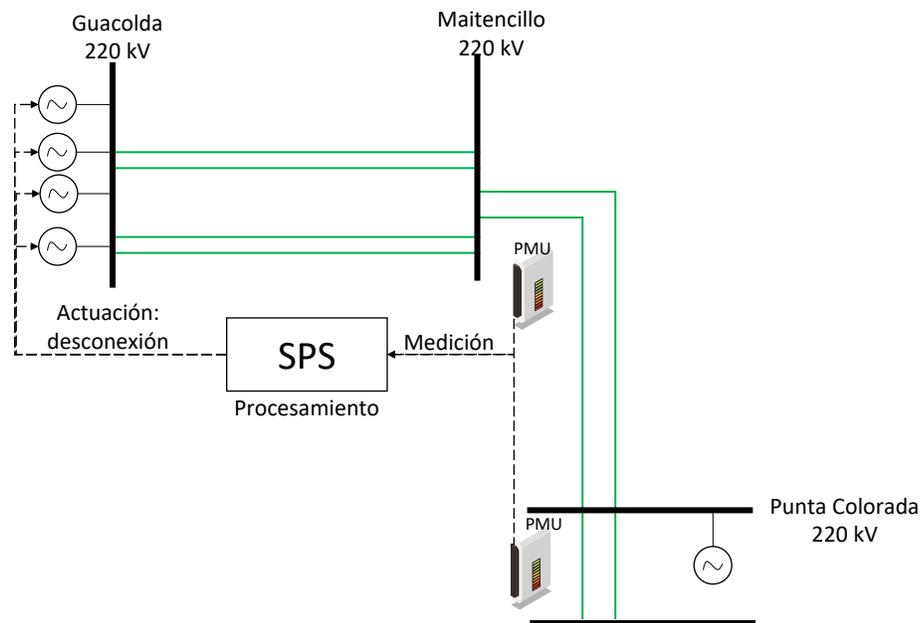


Figura 2.9: Diagrama de SPS en Guacolda. Fuente: Elaboración propia basada en [110]

El SPS Higuera/confluencia tiene por objetivo afrontar el descalce entre la expansión del sistema de transmisión y la generación. El SPS tenía como medidas correctivas la desconexión de alguna de las unidades de las centrales de Higuera y/o Confluencia ante sobrecargas en alguno de los circuitos de la línea Tinguiririca-Itahue 154 kV. Un esquema de los agentes involucrados se presenta en la figura 2.10.

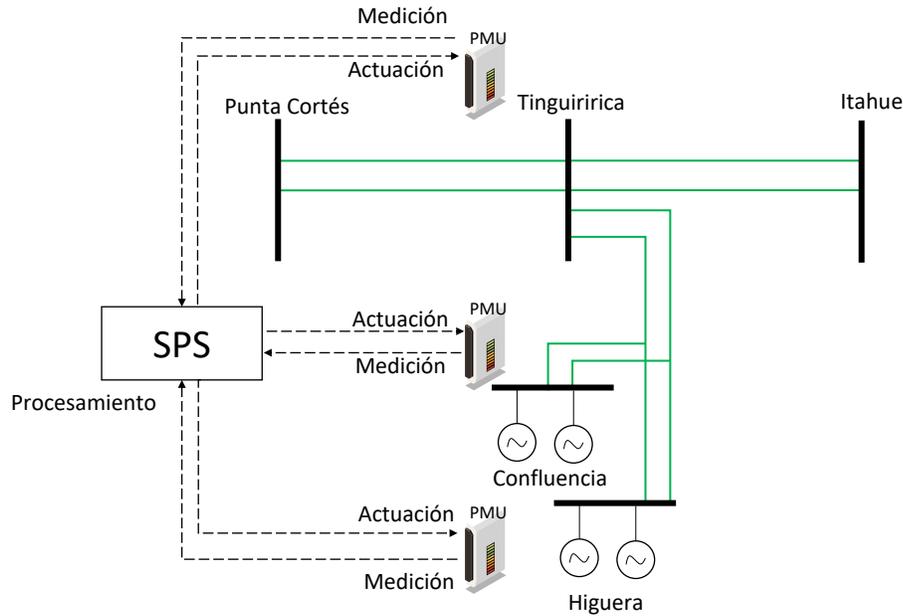


Figura 2.10: Diagrama de SPS en Tinguiririca Higuera/Confluencia. Fuente: Elaboración propia basada en [110]

El SPS entre Polpaico y Cerro Navia permitía incrementar el flujo de potencia entre ambas barras. Ante contingencias que provocaran sobrecargas en alguno de los circuitos, se mitigaba esta sobrecarga mediante cambios en la generación (en las centrales Rapel y Renca), desprendimiento de consumos y cambios de topología (desconexión de circuitos). El SPS de Quillota-los vilos-Pan de Azúcar tenía como finalidad afrontar problemas de déficit de energías a través de la desconexión de consumo en Cardones, Carrera Pinto, Pan de Azúcar y Maitencillo. El SPS de Maitencillo/cardones permitía adaptar al sistema ante problemas de retardo de puesta en marcha de nueva infraestructura de transmisión en esta zona del sistema mediante acciones de desconexión de consumo ubicados en Cardones y Maitencillo, de forma de no coartar el crecimiento de la industria de generación.

2.6. Diseño de alternativas de SPS

El diseño sistematizado de SPS es un tema que ha sido abordado recientemente en la literatura debido a la creciente complejidad de la operación del sistema, la necesidad de incluir nuevas alternativas ante contingencias que pongan en peligro la integridad del sistema, y la incorporación de mayor flexibilidad en los modos de operación de los componentes del sistema. Es común referirse a este tipo de protecciones especiales como esquemas que se adaptan a las necesidades y características específicas del sistema eléctrico objetivo y algunas referencias como en [67] señalan que no existe un solución estándar de SPS para diferentes sistemas. Sin embargo, en los últimos años, y con la inclusión de tecnologías que permiten hacer una mayor observación de la red como las PMUs, la mejora de las Tecnologías de Información y Comunicación (TIC), y tecnologías de rápido accionamiento como centrales renovables conectadas mediante inversores, ha existido un interés creciente por aprovechar los recursos del sistema y establecer acciones correctivas ante contingencias. Si bien la determinación de las medidas correctivas ha sido planteada de forma genérica, su implementación suele estar enfocada en cierto tipo de componentes y no de una forma sistémica.

En el caso de los generadores, su uso ha estado enfocado principalmente en resolver problemas de estabilidad [112–116]. Las acciones correctivas de los generadores para el alivio de congestiones se pueden agrupar en desconexión de generación, reducción y aumento de inyección (redespacho) [117–122]. El aprovechamiento de generadores distribuidos en mercados desregulados ha sido utilizado en [123] para proveer medidas correctivas y descongestionar el sistema en zonas en base a la detección de diferencias de costos marginales (desacoplamiento).

La participación de la demanda ha tenido un incipiente interés debido a los esquemas de incentivo y programas de respuesta y gestión de la demanda. En [124] se propone una forma de participación de la demanda en conjunto con generadores para el alivio de congestiones. La forma de modelar la participación de la demanda considera un incentivo para la reducción de carga calculado a partir de la elasticidad de la demanda. Otros trabajos postulan la ventaja de complementar la participación de la demanda con equipos FACTS [125] y la forma de determinar la ubicación óptima de estos recursos [126].

Por su parte, el uso de la infraestructura de transmisión ha sido abordado desde hace mayor tiempo [127–129]. Por ejemplo en [130] se propone una conmutación óptima de líneas de transmisión (OTS) con el fin de apoyar los estudios de planificación del sistema de transmisión. Este enfoque, mediante flujos de potencia óptimos en AC (OPF-AC) se propone para analizar el comportamiento del sistema y obtener una adecuada operación para la mitigación de fallas a través de la conmutación de líneas de transmisión con análisis de capacidad de carga y confiabilidad. El OTS utiliza indicadores basados en el voltaje, ángulo, frecuencia y desbalance de potencia para determinar la desconexión de líneas. El OTS se formula de igual forma al flujo de despacho óptimo, solo modificando la expresión del flujo de potencia por las ramas del sistema. La forma de determinar las líneas que se desconectan es mediante la adición de una variable binaria que multiplica al flujo de potencia entre las barras que conectan los nodos en las ecuaciones de balance nodal. De esta forma, el problema minimiza los costos de generación del sistema sujeto a que el estado operativo de las líneas puede ser modificado. Además, se estudian contingencias de tipo N-1 hasta N-3 con lo cual se genera un ranking de contingencias para las cuales el OTS determina la desconexión óptima de líneas. Otros trabajos enfocados en el estudio de los efectos en el desempeño estático y dinámico de los cambios topológicos. La posibilidad de usar unidades flexibles y almacenamiento para realizar acciones correctivas para el manejo de congestiones y cumplir con el criterio N-1 ha sido recientemente estudiada en [131] para el sistema alemán. Este tipo de tecnologías se ha denominado bajo el concepto de “grid-booster” y la propuesta cubre diferentes aspectos de la integración de estas tecnologías de refuerzo de red en la planificación existente y los procesos de operación en tiempo real. Recientemente, y en el ámbito de las ciudades inteligentes, se ha propuesto la formulación de un problema denominado despacho robusto correctivo (DRC) para determinar acciones correctivas para prevenir ataques de redistribución de carga. Estos ataques son difíciles de detectar y, además, son muy dañinos, por lo que requieren esquemas correctivos efectivos para mitigar el impacto en las operaciones de la red eléctrica. En [132] se propone un DRC que considera además la consideración de la tecnología de capacidad dinámica de las líneas de transmisión (DLR) debido a la dependencia de la capacidad de transmisión de las condiciones ambientales y de temperatura. Junto con la capacidad del uso de líneas de transmisión, también ha sido investigada la capacidad que ofrecen los sistemas de transmisión flexibles AC (FACTS) para el manejo de congestiones [133–135], Phase Shifting Transformer (PST) [136], Thyristor Controlled Series Compensators (TCSC) [137, 138].

Estos antecedentes evidencian que no existe una herramienta que sistematice el diseño de SPSs considerando todos los componentes del sistema con distintos objetivos. Típicamente la

determinación de acciones correctivas es una acción ligada más a la operación en tiempo real [139, 140]. Una forma de abordar la formulación de acciones correctivas en tiempo real es mediante el problema de despacho óptimo con restricciones de seguridad o *Security-constrained economic dispatch*, SCED de sus siglas en inglés. Este problema tiene por objetivo calcular un despacho que considere la posibilidad de ocurrencia de distintas contingencias, típicamente de tipo N-1 [141]. Cada una de estas contingencias tiene asociada una probabilidad obtenida en base a estadísticas de falla de los equipos. Este problema se suele dividir en dos tipos: preventivo y correctivo. En el SCED preventivo, las decisiones deben ser capaces de satisfacer las restricciones del estado pre contingencia y cada uno de los estados en contingencia. Es decir, este tipo de despacho no considera que existan ajustes o cambios en las variables de control, por lo que algunos autores lo han considerado como un despacho conservador [142, 143]. Por otra parte, el SCED correctivo, sí considera la posibilidad de realizar acciones correctivas en cada estado post-contingencia, es decir, se pueden modificar ciertas variables de control una vez ocurrida la(s) contingencia(s) usando los recursos disponibles en el sistema. En el caso de la operación de corto plazo, o programación diaria de la operación, los operadores del sistema suelen utilizar un security-constrained unit commitment (SCUC) para obtener el despacho de los generadores y abastecer la demanda pronosticada [144] incluyendo las restricciones operacionales de las centrales y pronósticos de generación más precisos. En este tipo de problemas se busca mantener la confiabilidad del sistema, esto quiere decir que el sistema debe estar preparado para enfrentar contingencias, por lo menos, de tipo N-1 (contingencias mayores dependerán del sistema). Para cumplir con este objetivo los operadores suelen utilizar distintas estrategias, tanto preventivas como correctivas, para mantener niveles de confiabilidad adecuados [145, 146]. En el caso de las cargas, se han utilizado típicamente como parte de las acciones preventivas como se concluye en [147, 148] mediante la transferencia de la demanda desde las horas de mayor demanda (punta) hacia las horas de menor demanda (valle). También han sido utilizadas como parte de servicios complementarios [149]. En estos casos, en la experiencia de América del Norte, los operadores suelen compensar el precio de esta acción correctiva según el origen que acciona su uso. En el caso de que el uso se produzca durante la operación en tiempo real, esto suele ser pagado de acuerdo a los costos marginales, sin embargo, también existe la posibilidad de pagar su uso mediante esquemas de precios fijos [150–154]. Sin embargo, el uso de la demanda como parte del control correctivo ha sido poco explorado. Algunos trabajos han sido propuestos pero con el fin el descongestionar parte del sistema de transmisión o mantener la estabilidad del sistema como en situaciones de emergencia [155, 156], pero no con fines económicos como disminuir los costos de operación y/o inversión. Solo en [157] se propone integrar el uso de tecnologías de respuesta de la demanda como acción correctiva en el SCUC.

En la presente sección se ha descrito la forma en que se ha intentado abordar un diseño de acciones correctivas. Si bien existen propuestas que datan de hace en largo tiempo en el caso de la infraestructura de transmisión, se puede ver que, por ejemplo, la inclusión de la demanda como parte de los agentes de acciones correctivas, o el uso de baterías o sistemas de almacenamiento, es reciente. Además, la finalidad de estos estudios es proveer acciones correctivas para problemas que suceden en un horizonte corto (diario o intradiario) y no en un problema de mediano o largo plazo. Finalmente, los esfuerzos de determinar acciones correctivas han estado dispersos, sin una integración en una herramienta unificada que considere todas las alternativas. A continuación se presenta el marco teórico de los conceptos y fundamentos de la propuesta que se presentará en el siguiente capítulo.

2.6.1. Análisis de congestiones

En los mercados eléctricos desregulados, el precio de la energía suele estar dado por los costos marginales [158]. Este costo representa el costo de abastecer un incremento de la demanda en una ubicación específica, usando los menores costos de generación disponibles y respetando los límites de transmisión [159]. Este costo puede ser expresado como la suma de tres componentes [160]:

$$CMG_i = CMG_{ref} + CMG_i^{loss} + CMG_i^{cong} \quad (2.1)$$

Donde:

- CMG_i : costo marginal de la barra i
- CMG_{ref} : costo marginal de la barra de referencia
- CMG_i^{loss} : costo marginal que representa el costo de las pérdidas desde el barra i a la barra de referencia
- CMG_i^{cong} : costo marginal que presente el costo de las congestiones desde el barra i a la barra de referencia

Cuando la capacidad de transferencia del sistema de transmisión se ve limitada, se despacha energía de mayor precio, provocando costos marginales mayores. De esta forma, la componente de congestión pueden ser utilizada como indicador de congestiones en el sistema de transmisión. Si se establece un parámetro de tolerancia, tal que $CMG_i^{cong} \geq Tol$, se pueden obtener las barras y condiciones de operaciones donde existen indicios de congestiones.

2.6.2. Análisis de contingencias

La seguridad de un SEP se relaciona con la habilidad del sistema para desempeñar sus funciones sin transgredir los límites permitidos de los parámetros de régimen permanente, tales como frecuencia, magnitud de voltaje en barras, capacidad térmica de las líneas de transmisión y transformadores, etc., ante contingencias posibles, por ejemplo, cortocircuitos, falla de generadores, líneas, transformadores, interruptores, entre otros [16, 161]. Con el fin de garantizar la seguridad del sistema, se realizan análisis de contingencias que consisten en simular la falla de ciertos elementos del sistema. Dependiendo de la finalidad del estudio, se revisa que las variables de estado se encuentren dentro de sus límites permitidos, y en ciertos casos, se proponen medidas correctivas para garantizar la seguridad del sistema. La cantidad de fallas simultáneas de elementos que se simulan en el análisis de contingencias dependerá del criterio de seguridad establecido $N-i$ donde i es la cantidad de fallas simultáneas. La evaluación de seguridad puede incluir la acción de sistemas de protección tales como los SPSs que realizan acciones correctivas. En la figura 2.11 se presenta un esquema de la estimación de la seguridad del sistema [162] ante contingencias. La información inicial corresponde al conjunto de puntos de operación del SEP, es decir, las condiciones de operación a partir de las cuales se simulan las contingencias. Estas contingencias se seleccionan según distintos criterios (según lo mencionado anteriormente). Luego, se simula la falla del elemento (contingencia) y se calcula el estado de régimen permanente en la situación post-contingencia. Si este estado transgrede alguno de los valores permitidos para las variables de estado del sistema, entonces se calculan acciones de control sobre los componentes controlables del sistema. La forma de

calcular estas acciones de control dependerá de la forma en que el usuario realice este cálculo. Luego, con las acciones de control encontradas, se ajustan los parámetros de los elementos controlables del sistema y se vuelve a simular la contingencia, donde esta vez, se espera que las acciones de control anteriormente ajustadas permitan que el estado post-contingencia del sistema sea un estado permisible. Si esto ocurre, entonces se suelen calcular índices de seguridad del sistema relacionados a las excursiones de las variables de estado del sistema respecto a su valor nominal. El proceso anterior se ejecuta hasta cubrir todas las condiciones de operación y contingencias del sistema.

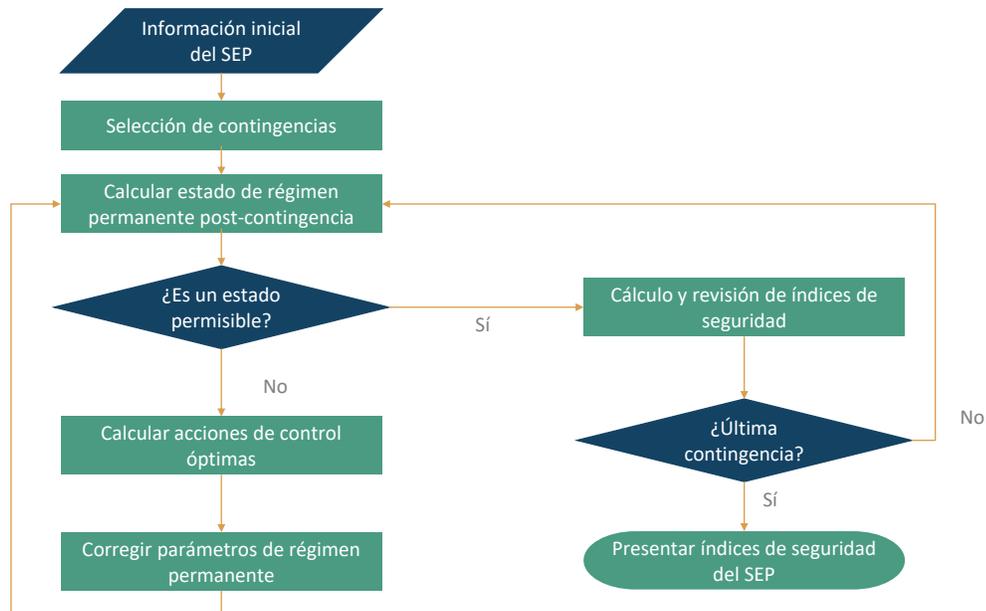


Figura 2.11: Algoritmo de estimación de seguridad del SEP. Fuente: Elaboración propia basada en [162].

El análisis de contingencias es un proceso fundamental para identificar las condiciones anormales del sistema que deben ser resueltas. La selección y simulación de contingencias ha sido un tema de estudio e investigación de larga data debido al rol clave que tiene la seguridad del sistema en la operación del mismo y la garantía que debe ofrecer su operación para asegurar el abastecimiento de energía a los consumidores, además de cumplir ciertos estándares de calidad, entre otros. La forma de su implementación ha sido investigada además por los desafíos computacionales que ofrece. Debido a la gran cantidad de elementos que compone un sistema eléctrico y la complejidad que surge de la simulación de fallas, existe un interés por realizar estudios eficientes de análisis de contingencias que van desde simulaciones intensivas de cada elemento del sistema, hasta técnicas sofisticadas de selección en base a indicadores de severidad.

Dada la importancia del análisis de contingencias para garantizar la seguridad del sistema, se han establecido ciertos enfoques para su aplicación, los cuales se pueden resumir en [162]:

- El método de detección [163–166]
- El método de clasificación/ranking (método PI) [167–174];

- Métodos basados en redes neuronales artificiales [175–178];
- El método basado en descomposición singular [179, 180].

El método de detección es de los más utilizados y consiste en el análisis de todas las contingencias posibles del sistema, y su posterior orden de severidad dependerá del objetivo de estudio (nivel de sobrecarga, desviación de voltaje, etc.). Es decir, se estudian los efectos de las fallas de todos los componentes del sistema.

Para esto, se parte de un estado de pre-contingencia (despacho de generadores, demandas, estado operativo de líneas), se saca de servicio el componente de análisis y se realiza un flujo de potencia para obtener el valor de las variables de estado en régimen permanente luego de la contingencia. La complejidad del flujo de potencia dependerá de la simplificación misma del análisis, pudiendo considerarse por ejemplo, un flujo de potencia AC o DC, con o sin pérdidas, etc. Un factor a considerar son los tiempos de cómputo, dado que la construcción de los parámetros del flujo de potencia requieren la construcción de matrices de admitancia y reactancia, además de la misma resolución del flujo de potencia que suele requerir la inversión de una matriz (en ciertos casos dispersa). Últimamente han existido también intentos por acelerar su ejecución mediante el uso de factores de sensibilidad. Por ejemplo en [181] se propone el uso de factores de sensibilidad para mejorar los tiempos de cómputo del análisis de contingencias para verificación de la satisfacción del criterio N-1 para un flujo de potencia DC. Mediante el uso de los factores de distribución de generación (Generalized Generation Shift Factor, GGSF) y los factores de distribución de fallas de líneas (Line Outage Distribution Factor, LODF), se pueden aproximar los cambios en los flujos de potencia dependiendo de los cambios de generación nodales o fallas de circuitos respectivamente.

Además del uso de factores de sensibilidad, se han propuesto ciertas técnicas para acelerar el análisis de contingencias que utilizan flujos de potencia repetitivos. Algunas de estas alternativas se resumen en [182]. Una de las recomendaciones consiste en evitar el cálculo de la matriz de admitancia en cada condición. En lugar de esto, se propone actualizar la matriz de admitancia solo aquellas posiciones que se ven afectadas por un cambio de topología a causa de la salida de líneas o circuitos de línea. Esto quiere decir que se calcula la matriz de admitancia solo al inicio del análisis, y luego en cada condición donde se simule la salida de un circuito de la línea que une los nodos i, j , se actualizan los valores de las posiciones $(i, j), (j, i), (i, i), (j, j)$ de la matriz de admitancia. Para el caso del uso de flujo de potencia DC desacoplado rápido, el problema consiste en resolver el siguiente sistema de ecuaciones matricial:

$$[P] = [B][\theta] \quad (2.2)$$

Donde $[P]$ es el vector de inyecciones nodales, $[B]$ es la matriz de admitancia y $[\theta]$ es el vector de ángulos de tensión de cada barra. Para problemas de mediano o largo plazo, la topología podría variar, por lo que la propuesta en [182] consiste en recalcular solo los elementos de la matriz $[B]$ que se ven afectados por estos cambios topológicos, evitando el cómputo innecesario de valores que se mantengan constantes.

El método de clasificación o ranking, también conocido como método PI, realiza un ordenamiento de las contingencias basado en algún criterio. El valor que permite realizar el ranking es una función que considera las variables del sistema de la forma $I = \sum_{i \in I} \omega_i |f_i(x)|^m$, es decir, una combinación lineal las desviaciones de las variables de estado respecto a sus valores nominales. Por ejemplo, $f_i(x) = (V_{i,post}/V_{i,nom})$ corresponde a la desviación de la

magnitud del voltaje respecto a su valor nominal. Otras variables utilizadas son los flujos de potencia activa y reactiva. El valor de ω_i es un coeficiente que determina el peso de cada variable en la conformación del ranking y m es el exponente del módulo de la desviación. Si bien este método se diferencia del anterior en la inclusión de un indicador que permite ordenar las contingencias según el grado de impacto en las variables eléctricas del sistema, requiere de todas formas el cálculo de contingencias por el método de detección ya que se deben obtener los índices para cada contingencia. Por tal motivo, requiere de un gran esfuerzo computacional. Para contingencias de tipo $N - 2$ o superior, en [162] se presenta un método recursivo para el análisis de contingencias simultáneas basado en el método de clasificación/ranking. El método realiza la simulación de contingencias mediante capas, donde en cada capa se estudia la falla de una determinada cantidad de elementos. Este análisis por capas se realiza de forma iterativa al incluir nuevos elementos como fallas simultáneas de manera incremental, de forma tal que permite ahorrar tiempos de cómputos en el armado de datos de entrada del análisis y en los tiempos de resolución del flujo de potencia, ya que utiliza como punto de inicio la solución de la capa anterior. En cada iteración se descartan ciertas combinaciones de fallas simultáneas que no producen un impacto significativo en las variables de estado.

Los métodos basados en inteligencia artificial permiten hacer un ranking de contingencias -similar a lo descrito en el método anterior- utilizando técnicas de aprendizaje supervisado. Si bien el uso de técnicas de inteligencia artificial ha sido utilizado en sistemas de potencia durante el último tiempo, estos métodos heredan las desventajas de estas técnicas. Dentro de estas desventajas destaca la complejidad de las técnicas de aprendizaje (disponibilidad de datos, procesamiento, entrenamiento, etc.) y la validación constante frente a nuevas condiciones de análisis.

El análisis singular permite determinar la contingencia más significativa desde el punto de vista de la estabilidad de voltaje. La exploración de la matriz jacobiana permite encontrar un buen indicador de problemas de proximidad de los flujos de potencia al límite de estabilidad de voltaje. Sin embargo, este método está orientado a problemas de estabilidad, de forma que se requieren alternativas para problemas de capacidad térmica. Trabajos documentados en los 90 como en [179] buscaban integrar al análisis de contingencias los problemas de estabilidad de voltaje. Mediante un ajuste polinomial de segundo orden de la curva P-V se realizaba una aproximación del margen de estabilidad para cada contingencia. Esta información era utilizada para formar un ranking de contingencias. Estudios posteriores se han enfocado en aplicaciones en tiempo real. Este tipo de análisis está relacionado a la evaluación de la seguridad dinámica [183] cuyo objetivo es determinar si el estado post-contingencia se encuentra dentro de una región dinámica segura [184], es decir, la zona factible de operación en el espacio de inyección de potencia [185]. A esta región del espacio de las variables de estado se le denomina región de vulnerabilidad dinámica (DVR). Por ejemplo, en [180] utilizando simulaciones de Montecarlo y modelos probabilísticos de variaciones de cargas y contingencias, se evalúa la respuesta dinámica del sistema en forma iterativa con el fin de encontrar la frontera del DVR. El método de Montecarlo es utilizado para generar muestras aleatorias (a partir de una cierta función de distribución de probabilidad) de cambios de carga, tipo de contingencia, elemento en contingencia y ubicación. Posteriormente, mediante técnicas de minería de datos e inteligencia artificial, se reconocen patrones de la región donde se encuentra operando en el sistema y se puede aproximar mediante hiperplanos la región que abarca el DVR. Otros enfoques probabilísticos han sido incorporados para estudiar los efectos de la penetración de grandes plantas FV como en [186]. Una forma de llevar a cabo lo anterior es mediante un

sorteo aleatorio de las contingencias y luego realizando flujos de potencia en cada situación post-contingencia, donde en cada una se revisa que los parámetros de las variables de estado del sistema estén dentro de los límites permitidos. Si al menos uno de los parámetros no se encuentra dentro de los límites, entonces se realiza una optimización de las acciones de control para restablecer el estado del sistema a un punto de operación donde se satisfagan los límites permitidos de las variables de estado. La optimización puede incluir el costo de las acciones de control tales como el pago hacia generadores como la pérdida de carga debido a desconexiones de demanda [187].

2.6.3. Redespacho con restricciones de seguridad

Una de las formas de determinar acciones correctivas en condiciones de congestiones es el uso de acciones de redespacho. Este problema consiste en resolver un problema de optimización cuya función objetivo representa los costos del redespacho de unidades de la forma:

$$\min_{\Delta P_i^{up}, \Delta P_i^{down}} F.O. = \sum_{i=1}^{NG} \Delta P_i^{up} \cdot C_i^{up} + \sum_{i=1}^{NG} \Delta P_i^{down} \cdot C_i^{down} \quad (2.3)$$

Donde P_i^{up} , P_i^{down} representan el aumento y reducción de inyección del generador i respectivamente. Los parámetros C_i^{up} , C_i^{down} son los costos de las acciones de aumento y reducción de generación. Las restricciones de este problema incluyen los límites de las variables de aumento y reducción de generación, es decir, la capacidad máxima y mínima de generación respectivamente, además de las restricciones de transferencia del sistema de transmisión. En [188] se propone el uso de acciones de redespacho para el alivio de sobrecargas en el mercado intradiario europeo. En [189] se provee un análisis crítico sobre los enfoques existentes para el manejo de congestiones con acciones de redespacho y sus efectos en los incentivos a los proveedores de estos servicios. De acuerdo con la regulación del mercado eléctrico de la Unión Europea, las acciones de redespacho están abiertas a todos los tipos de generación, cargas y almacenamiento [190]. Típicamente este problema se suele modelar utilizando los PTDFs [191–194], sin embargo, la inclusión de acciones correctivas del sistema de transmisión suelen integrarse mediante la modelación de los ángulos de tensión de los nodos del sistema [195–197].

Al considerar múltiples contingencias, este problema puede ser reformulado para considerar cada una como un escenario en el contexto de un SCED con opción de redespacho [198, 199]. Matemáticamente, el SCED con acciones correctivas, se puede plantear como [200]:

$$\begin{aligned} & \min_{x_0, \dots, x_k, u_0, \dots, u_k} f_0(x_0, u_0) \\ & \text{s.a} \\ & g_k(x_k, u_k) = 0 \quad k = 0, \dots, K \\ & h_k(x_k, u_k) \leq 0 \quad k = 0, \dots, K \\ & |u_k - u_0| \leq \Delta_k \quad k = 1, \dots, K \end{aligned} \quad (2.4)$$

Donde f_0 es la función objetivo del escenario base, h_k y g_k son las funciones de restricciones. Para un sistema con K contingencias, x_k es el vector de las variables de estado y u_k el vector

de las variables de control en la contingencia k . Δ_k es la variación máxima permitida para las variables de control. En el contexto de los SPSs, esta variación corresponde al máximo aporte de la acción correctiva de cada tipo de recurso. Por ejemplo, para generadores, sería la máxima reducción o incremento de generación permitido.

Discusión y síntesis

A lo largo de la revisión bibliográfica y el marco conceptual presentado, se han identificado brechas que es necesario cubrir. El descalce que puede existir entre la construcción de nuevas centrales de generación y nuevas líneas de transmisión, la liberalización de los mercados de generación y el incentivo a modificar la matriz energética, pueden generar problemas de congestiones en las redes que finalmente repercuten en los usuarios finales a través de mayores costos. Sin embargo, el avance tecnológico de los sistemas de medición y control de la red permiten una operación más flexibles de sus componentes, lo cual puede ser utilizado para enfrentar los desafíos mencionados. Estas alternativas, que introducen mayor flexibilidad al sistema, pueden ser aplicadas también a la forma en que se planifica tradicionalmente la operación de los sistemas eléctricos. Los criterios de seguridad pueden ser aplicados con mayor flexibilidad para permitir un incremento de la capacidad de transmisión del sistema, y este relajo puede ser complementado por un control coordinado de los agentes del sistema, aprovechando los avances en observabilidad y control de la red, mediante esquemas de protección que garanticen niveles adecuados de seguridad del sistema ante contingencias.

De la revisión bibliográfica se advierte que estos esquemas son diseñados para cada sistema y en ubicaciones específicas. El diseño y por sobre todo, la implementación, requiere de pruebas y requisitos establecidos en códigos de red y normas técnicas de cada sistema. Sin embargo, de acuerdo a la literatura, existe un creciente interés por determinar acciones correctivas para reducir los costos que provocan las congestiones en los sistemas eléctricos. Tal interés se ha traducido en sistemas que tienen la posibilidad de calcular acciones correctivas pero enfocados en la operación intradiaria o cercana al tiempo real, con un alcance limitado en opciones de acciones correctivas, y no como un sistema integrado. La posibilidad de sistematizar el diseño de esquemas de protección del sistema para el alivio de congestiones permite obtener un esquema fijo, integrado y dedicado para este propósito. Además, abre la opción de ampliar la gama de opciones flexibles para la planificación de la transmisión, pudiendo afrontar problemas de descalce entre el crecimiento del sistema de transmisión y la industria de generación, permitir retrasos de inversión de nueva infraestructura e incluso reemplazar la inversión en ciertos casos. Otro elemento central es que en los enfoques tradicionales del SCED los recursos se consideran disponibles, es decir, los componentes que ejecutan las acciones correctivas están determinados. Sin embargo, no se ha planteado un enfoque que permita justamente determinar los componentes que ejecutan las acciones correctivas, ni tampoco se ha considerado los costos que tiene la habilitación de estos componentes para formar parte de esquema de protecciones.

Capítulo 3

Propuesta de diseño de SPS

El presente trabajo propone un marco metodológico para el incremento de capacidad de transmisión del sistema de transmisión en corredores que presenten congestiones, a través del relajamiento de la aplicación del criterio de seguridad N-1. Para garantizar la seguridad del sistema ante contingencias simples, se realiza un análisis de contingencias (salida de componentes) y se formula un problema de optimización que determina las acciones correctivas que se deben ejecutar para aliviar la sobrecarga.

La aplicación del diseño de SPS está enfocada en la reducción de situaciones de congestión debido a su impacto económico. A medida que se relaja el criterio N-1 en los corredores congestionados se incrementa la posibilidad de sobrecargas ante contingencias. Estas sobrecargas corresponden a una de las condiciones inaceptables según lo presentado en la revisión bibliográfica y por lo tanto, son mitigadas por el SPS. El aumento de capacidad permitido se encuentra en el rango $[F^{N-1,max}, F^{N,max}]$. A distintos niveles de aumento de capacidad se tendrán distintos costos de operación y también distintos diseños de SPS con sus respectivos costos. Una gráfica de este comportamiento se muestra en el ejemplo de la figura 3.1 donde se presentan los costos de operación del sistema, los costos del SPS y el costo total, en el cual se incluye el costo del SPS al costo de operación. El comportamiento esperado es una disminución de los costos de operación con el incremento de capacidad debido al alivio de las congestiones del sistema de transmisión. Sin embargo, esta mayor capacidad de transmisión conlleva sobrecargas de mayor magnitud, por lo cual se necesitarán más agentes (componentes) que formen parte del esquema, incrementando el costo del SPS al incurrir en mayor equipamiento para la habilitación de cada agente, mayores enlaces de comunicación, equipos de control, etc. El valor óptimo del aumento de capacidad, dado por ΔF^* , se encuentra en el aumento de capacidad que genera un valor mínimo de los costos totales (costos de operación más costos del SPS). La forma de estas curvas podrían variar según las características propias del sistema de estudio, las contingencias de análisis, los supuestos de costos, entre otros factores.

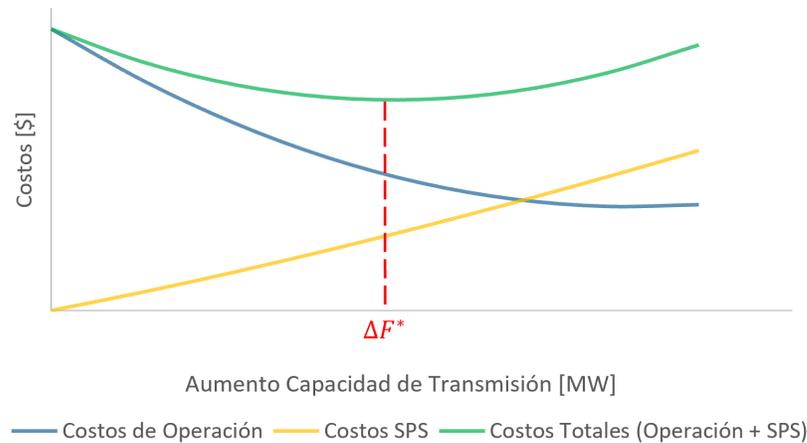


Figura 3.1: Ejemplo de punto óptimo de aumento de capacidad. Fuente: Elaboración propia.

El marco metodológico propuesto se divide en cuatro etapas presentadas en la figura 3.2. En esta figura se presenta, en el lado izquierdo, el diagrama detallado mientras que en el lado derecho se presenta un diagrama general del mismo proceso. El *Análisis de condiciones del sistema* permite encontrar corredores congestionados mediante el análisis de índices de congestiones que incluye la detección de sobrepasos en ciertos niveles de carga definidos por el usuario y el desacople de costos marginales. La *Selección de corredores de interés* permite realizar una selección en base a los indicadores de congestiones calculados previamente y el ahorro de costos totales de operación. Para cada corredor congestionado que produzca ahorros de costos totales de operación al ampliar su capacidad de transmisión (relajando el criterio N-1), se realiza un diseño de SPS optimizado en la etapa de *Optimización de diseño de SPS*. Esta etapa determina en primer lugar las condiciones (condiciones de operación/contingencias) donde existen sobrecargas producto de fallas del sistema de transmisión (contingencias). Para aliviar las sobrecargas, se formula un problema de optimización que determina las acciones correctivas que permiten restablecer los flujos de potencia a los valores nominales de cada circuito y corredor del sistema. Este problema de optimización además recibe información externa tales como costos de implementación y activación, tiempo de acción correctiva (ventana de tiempo en que debe mitigarse la sobrecarga), agentes que pueden participar del esquema, entre otros. El problema de optimización abarca todas las condiciones de sobrecarga y permite determinar, según distintos enfoques disponibles, el conjunto de agentes y las acciones correctivas que deben ejercer para cada condición. Por ejemplo, si se sigue un enfoque de mínima cantidad de agentes de SPS, se obtendrá un diseño de SPS que busca minimizar la cantidad de componentes del sistema que deben realizar acciones correctivas para aliviar la sobrecarga. Al final de esta etapa se tiene la visualización de soluciones que permite observar cada condición en detalle y la solución obtenida, lo cual puede ser útil para revisar la magnitud de las acciones necesarias y otras implicancias en el sistema. Finalmente, se presenta la etapa de *Aplicación de soluciones* como la instancia donde se pueden realizar análisis técnicos detallados de las soluciones encontradas. Además, estas soluciones pueden ser integradas en el proceso de planificación como apoyo a decisiones de expansión del sistema de transmisión.

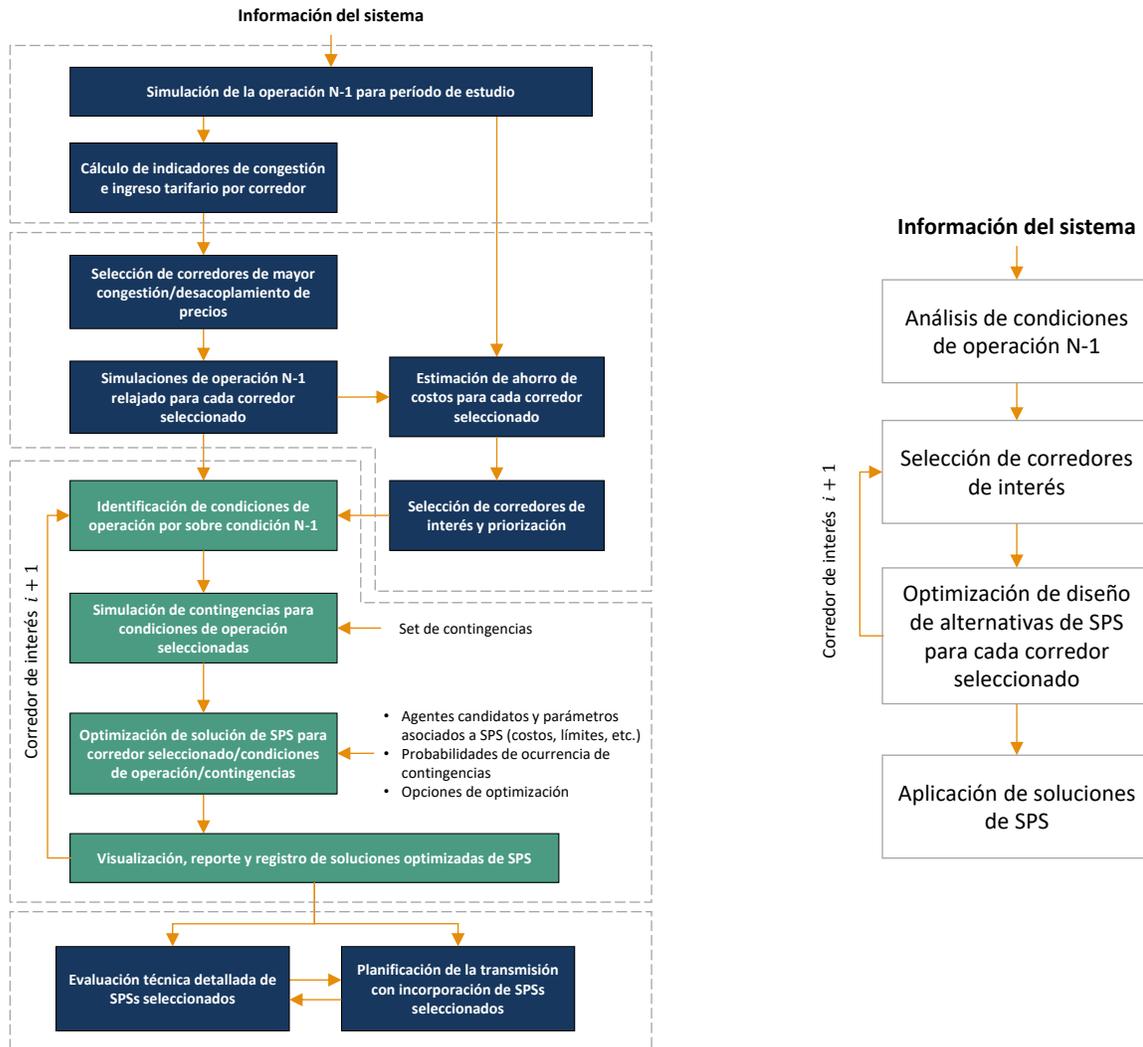


Figura 3.2: Diagrama metodológico detallado y general. Fuente: Elaboración propia.

3.1. Análisis de condiciones de operación N-1

Esta etapa tiene por objetivo calcular ciertos indicadores que permiten encontrar aquellos corredores donde existen congestiones. El análisis parte con una simulación de la operación económica (SOE) aplicando el criterio N-1 en todo el período de estudio. Los resultados de esta simulación se utilizan para el cálculo de indicadores de congestión e ingreso tarifario por corredor (diferencia de costos marginales según lo presentado en 2.6.1), cuyo resultado, es una lista de cada línea del sistema con un valor (puntaje) que permite ordenar aquellas líneas que presentan mayores indicadores de congestión. Este proceso se describe con mejor detalle en la siguiente subsección.

Análisis de congestiones

Este análisis permite detectar aquellas líneas y corredores donde existen problemas de congestiones, y consiste en la obtención de ciertas métricas. Estas métricas se obtienen a partir

de los resultados de la SOE aplicando el criterio N-1 en todas las líneas donde corresponda. La combinación lineal de estas métricas se utiliza para obtener un puntaje que permite obtener un ranking de líneas con mayor congestión. El puntaje de cada línea será la suma ponderada de cada una de las N métricas de análisis según la siguiente ecuación:

$$P_l = \sum_{i=1}^N \omega_i \cdot M_{i,l} \quad (3.1)$$

Donde $M_{i,l}$ es el valor de la métrica i de la línea l y ω_i es el peso de la métrica i definida por el usuario tal que $\sum_{i=1}^N \omega_i = 1$

Para este estudio se utilizaron cuatro métricas. Para cada condición de operación c se calcula:

- $\Delta Load_{l,c}$: Nivel de carga de la línea respecto a su capacidad máxima de transferencia. Se calcula mediante:

$$\Delta Load_{l,c} = \left| \frac{f_{l,c}}{\min(F_l^{N-1,max}, F_l^{N-1,min})} \right| > TolRelLoad \quad (3.2)$$

Donde $f_{l,c}$ es el flujo por la línea l en la condición de operación c . Los valores de $F_l^{N-1,min}$ y $F_l^{N-1,max}$ son los parámetros de máxima y mínima capacidad de transferencia de la línea respectivamente. Cuando el valor anterior sobrepasa una determinada tolerancia $TolRelLoad$ entonces se tiene una congestión y se contabiliza el valor.

- $\Delta CmgRel_{l,c}$: Diferencia de costos marginales de las barras emisoras y receptoras de la línea l . Sean n, m los índices de estas barras y $cmg_{n,c}$ y $cmg_{m,c}$ sus costos marginales respectivamente, se calcula este valor mediante:

$$\Delta CmgRel_{l,c} = \left| \frac{cmg_{n,c} - cmg_{m,c}}{cmg_{n,c}} \right| > TolRelCmg \quad (3.3)$$

Donde $TolRelCmg$ es la tolerancia para esta métrica con el mismo comportamiento de la métrica anterior. De manera análoga, se debe calcular para todas las condiciones de operación.

- $\Delta PLoad_{l,c}$ Porcentaje del tiempo respecto del total si es que la línea está en congestión del tipo nivel de carga (primera métrica).
- $\Delta PCmgRel_{l,c}$ Porcentaje del tiempo respecto del total si es que la línea está en congestión del tipo del diferencia de costos marginales relativo (segunda métrica).

El valor final de cada métrica se obtiene sumando los valores para todas las condiciones de operación ponderados por la duración relativa de la condición respecto al total de horas, ΔT_c . Es decir, el puntaje obtenido final será:

$$P_l = \omega_{Load} \sum_{c \in C} \Delta Load_{l,c} \cdot \Delta T_c + \omega_{cmgRel} \sum_{c \in C} \Delta CmgRel_{l,c} \cdot \Delta T_c + \omega_{PLoad} \sum_{c \in C} \Delta PLoad_{l,c} \cdot \Delta T_c + \omega_{PCmgRel} \sum_{c \in C} \Delta PCmgRel_{l,c} \cdot \Delta T_c \quad (3.4)$$

El puntaje obtenido para cada línea permite ordenarlas desde mayor a menor congestión. Los pesos son definidos por el usuario.

3.2. Selección de corredores de interés

En esta etapa se seleccionan los corredores que, basados en el ranking de congestiones, permiten reducir los costos de operación ante un aumento en su capacidad de transferencia. Para esto, se deben seleccionar del ranking anterior, los corredores que presentan un mayor valor en el puntaje obtenido. La cantidad de corredores a elegir dependerá del usuario. Esto define un conjunto de corredores de interés Ω'_L . Luego, para cada corredor del conjunto anterior, se realiza una nueva SOE aumentando la capacidad de transferencia en un nivel determinado. Para reducir la notación y facilitar la explicación se adoptará la siguiente nomenclatura:

- Simulación base: simulación donde se conserva la aplicación del criterio N-1 en todas las líneas del sistema donde se aplique este criterio. Esto significa que la máxima capacidad de transferencia de aquellas líneas está limitada y es menor a la máxima capacidad determinada por los límites de estabilidad y estáticos (capacidad térmica).
- Simulación relajada: simulación donde se aumenta la capacidad de transferencia de ciertas líneas de interés a un valor igual o menor a su máxima capacidad determinada por los límites de estabilidad y estáticos (capacidad térmica). El aumento de la capacidad de transferencia dependerá de la diferencia entre ambos valores (holgura). Para medir este aumento se ha definido el término *nivel de relajación* determinado mediante la siguiente expresión:

$$r = \frac{F_l^{Nr,max} - F_l^{N-1,max}}{F_l^{N,max} - F_l^{N-1,max}} \cdot 100 [\%] \quad (3.5)$$

Donde:

- $F_l^{Nr,max}$: Capacidad de transmisión de la línea l aumentada debido al relajamiento de la aplicación del criterio N-1. Es decir, la capacidad de transmisión será mayor o igual a la capacidad con el criterio N-1.
- $F_l^{N-1,max}$: Capacidad de transmisión de la línea l con la aplicación del criterio N-1 (simulación base). Esta capacidad típicamente dependerá de la capacidad térmica del corredor, pero también puede depender de problemas de estabilidad que limiten su capacidad máxima de transmisión.
- $F_l^{N,max}$: Capacidad de transmisión de la línea l eliminando completamente la aplicación del criterio N-1.

La expresión anterior representa el porcentaje de uso de la holgura disponible entre la capacidad N y N-1. Un ejemplo gráfico se presenta en la siguiente figura.

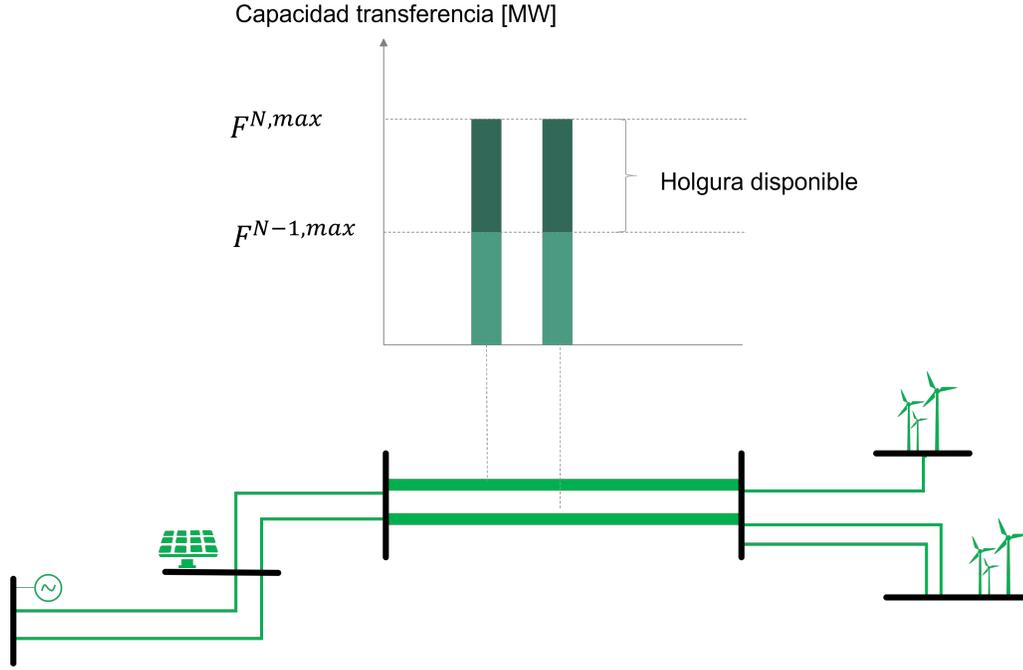


Figura 3.3: Términos involucrados en el aumento de capacidad de transferencia debido al relajamiento del criterio N-1. Fuente: Elaboración propia.

Para cada corredor l del conjunto Ω'_L se realiza una simulación relajada en un nivel r determinado por el usuario. Esta simulación se realiza considerando exactamente los mismos parámetros de la simulación base, es decir, proyecciones de demanda, generación, costos, etc. Solo se modifica la capacidad de transferencia del corredor relajado. Esto implica que se produce un aumento de la capacidad de transferencia del corredor l desde $F_l^{N-1,max}$ a $F_l^{N-1,max} + \Delta F_{l,r}$, donde $\Delta F_{l,r} \in [F_l^{N-1,max}, F_l^{N,max}]$. La cantidad de simulaciones relajadas será igual al tamaño del conjunto de líneas previamente seleccionadas por índices de congestión $|\Omega'_L|$. Luego, con los resultados de la simulación relajada, se calculan los ahorros económicos de la simulación relajada respecto de la simulación base considerando la siguiente fórmula:

$$Ahorros_{r,f} = CTO_{0,f} - CTO_{r,f} \quad (3.6)$$

Donde:

- $Ahorros_{r,l}$: ahorro de costos totales de operación que produce relajar la aplicación del criterio N-1 en el corredor l en un nivel de relajamiento r .
- $CTO_{0,l}$: Costos Totales de Operación de la simulación base en el corredor l .
- $CTO_{r,l}$: Costos Totales de Operación de la simulación relajada en un nivel de relajamiento r en el corredor l .

Finalmente, se seleccionan como corredores de interés aquellos que presenten mayores ahorros económicos y según criterios de priorización que el usuario puede definir internamente como complementos a esta decisión. Los corredores seleccionados definen un nuevo conjunto de estudio denominado Ω''_L .

3.3. Optimización de diseño de alternativas de SPS

Para cada corredor seleccionado del conjunto Ω_L'' se obtiene un diseño de SPS. El procedimiento para obtener este diseño se puede resumir en cuatro procesos detallados en las siguientes subsecciones.

Identificación de condiciones de operación por sobre condición N-1

Este análisis tiene por objetivo determinar las condiciones de operación donde se utilicen las holguras de la línea o corredor relajado. Estas condiciones son de interés debido a que son las condiciones donde se está utilizando la capacidad aumentada del corredor relajado, y en donde las eventuales fallas simples de salida de circuitos de transmisión, podrían provocar problemas de seguridad en el sistema.

Para esto se analizan los flujos de potencia obtenidos desde los resultados de la simulación relajada del corredor de diseño respectivo. Para cada condición de operación del horizonte de análisis, se seleccionan aquellas condiciones c tales que:

$$f_{l,r,c} > F_l^{N-1,max} \quad (3.7)$$

Donde $f_{l,r,c}$ es el flujo por el corredor relajado l y $F_l^{N-1,max}$ es la capacidad de transmisión N-1. Si lo anterior se cumple, entonces la condición c se selecciona como una condición de análisis para el siguiente proceso.

Análisis de contingencias

Para cada una de las condiciones de operación filtradas en el proceso anterior, se determinan las contingencias en las cuales se producen sobrecargas en los circuitos en servicio en el sistema. Esto quiere decir que se busca determinar aquellas situaciones (pares de *<condiciones de operación, contingencias>*) donde el uso de la holgura de capacidad del corredor relajado pone en riesgo la seguridad del sistema ante ciertas contingencias. Este procedimiento está basado en la propuesta presentada en 2.11. En esta propuesta, para cada condición de pre-contingencia se simula la falla de uno o más circuitos de análisis. En particular, dado que son fallas de tipo N-1 las consideradas, se simulará solo la salida de un circuito a la vez. La lista de las contingencias de análisis, es decir, de los circuitos o líneas para los cuales se simulará su falla es indicación del usuario. Los criterios de selección de las contingencias de análisis pueden corresponder a:

- Los circuitos en paralelo de la línea o corredor relajado
- Circuitos cercanos al corredor relajado o de interés del usuario (según conocimiento experto)
- Todos los circuitos del sistema

La simulación de la falla se realiza sacando de servicio cada circuito k del conjunto de contingencias de análisis y realizando un flujo de potencia a partir del estado pre-contingencia c' . El resultado obtenido corresponderá al estado de contingencia del sistema y en él se comparan los flujos obtenidos con la capacidad de sobrecarga máxima (térmica o de estabilidad) de cada circuito en servicio l . Finalmente, se seleccionan aquellas situaciones donde exista

sobrecarga, es decir, cuando se tiene que para algún circuito en servicio u el flujo resultante es mayor a su capacidad de sobrecarga:

$$f_{u,r,c',k} > F_u^{over,max} \quad (3.8)$$

Donde $f_{u,r,c',k}$ es el flujo por el circuito u en la contingencia k , y $F_u^{over,max}$ es la capacidad de sobrecarga del circuito u .

El procedimiento para el cálculo de los estados de contingencia se resume a continuación. Para cada condición de operación de uso de holgura de capacidad c' y para cada contingencia k :

1. Cargar la condición de operación c' (nivel de demanda, despacho de generadores y topología del sistema).
2. Sacar de servicio el circuito k .
3. Realizar un flujo de potencia DC.
4. Registrar los flujos de potencia resultantes por cada tramo corredor en servicio l .
5. Si algún flujo de potencia es mayor a la capacidad de sobrecarga del corredor entonces el par compuesto por la condición de operación c' y la contingencia k es una situación de diseño del SPS.

Todos los pares (c', k) son exigencias del diseño del SPS, es decir, las medidas correctivas que formarán parte del SPS deberán devolver los flujos de potencia en estas situaciones a valores iguales o menores que su valor de sobrecarga máxima admisible. En la figura 3.4 se presenta gráficamente la matriz de condiciones de operación por contingencias de estudio para un ejemplo consistente de 3 condiciones de operación y 3 contingencias de estudio. Para cada par, se revisan los flujos de potencia luego de la simulación de la falla y se seleccionan solo aquellos pares donde existen sobrecargas.

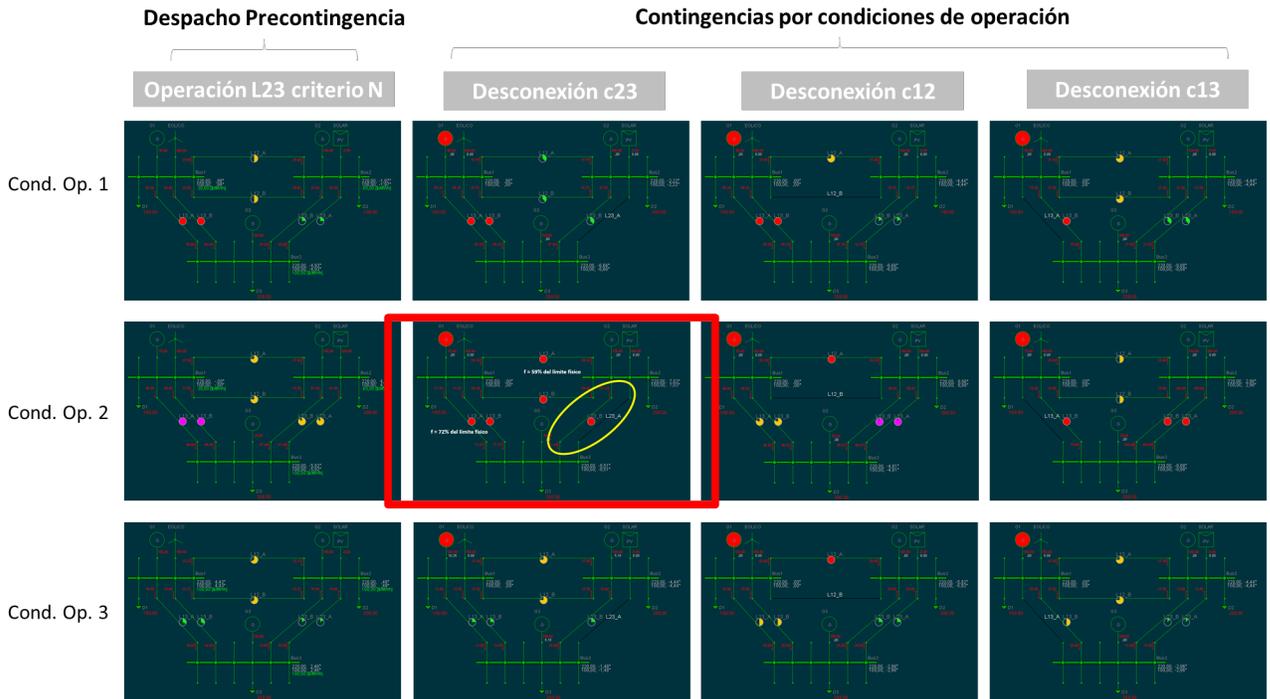


Figura 3.4: Matriz de condiciones de operación x contingencias.

Una vez obtenidas las situaciones con sobrecarga que deben ser aliviadas por el SPS, se formula el problema de optimización que tiene como objetivo determinar las acciones correctivas necesarias para mantener las transferencias en niveles seguros para el sistema. A continuación se presenta la formulación matemática del problema.

Formulación matemática de diseño de SPS

El objetivo del diseño del SPS es buscar una combinación de componentes del sistema o *agentes* (generadores, cargas, baterías, líneas, etc) que realicen acciones correctivas para cada una de las condiciones de operación y contingencias de diseño siguiendo un criterio económico. Para lograr esto se propone un modelo que minimiza los costos que conlleva realizar estas acciones correctivas. Estos costos se pueden dividir en dos tipos: costos de implementación y costos de activación. El primer tipo de costos corresponde a la habilitación de los agentes que participarán del SPS mientras que el segundo tipo es el costo de realizar las acciones correctivas en cada situación requerida. De esta forma, la función objetivo se puede escribir como:

$$F.O. = \text{Costos de Implementación de SPS} + \text{Costos de Activación de SPS} \quad (3.9)$$

A continuación se detalla la modelación de cada tipo de costo.

Costos de Implementación

La función de costos de implementación corresponde al costo de la adquisición e instalación de todo el equipo necesario para que el agente (generador, carga o batería) esté disponible para realizar las acciones correctivas requeridas en todo el horizonte de tiempo. Esto quiere

decir que al momento de implementar un esquema, cada agente que lo compone (generador, carga, batería, línea de transmisión, etc.) debe incurrir en un gasto debido a la adquisición e implementación de diversos equipos extras tales como: equipos de comunicación, equipos de control, ampliaciones, etc. para realizar las acciones correctivas en las situaciones previstas. Este es un costo fijo que permite habilitar al agente a participar del esquema de protección especial.

La función de costos de implementación toma la siguiente forma:

$$\text{CIMP}_{sps} = \sum_{g \in G} \text{Cimp}(g) + \sum_{d \in D} \text{Cimp}(d) + \sum_{s \in S} \text{Cimp}(s) + \sum_{l \in L} \text{Cimp}(l) \quad (3.10)$$

Donde se tiene:

- $\text{Cimp}(g)$: Función de costos de implementación del SPS en generador g .
- $\text{Cimp}(d)$: Función de costos de implementación del SPS en carga d .
- $\text{Cimp}(s)$: Función de costos de implementación del SPS en sistema de almacenamiento s .
- $\text{Cimp}(l)$: Función de costos de implementación del SPS en línea l .

La forma de representar estos costos se propone como una formulación lineal con variables binarias que representan la participación del agente como parte del SPS. De esta forma, la ecuación 3.10 se expresa como:

$$\text{CIMP}_{sps} = \sum_{g \in G} C_g^{imp} \cdot \delta_g^{imp} + \sum_{d \in D} C_d^{imp} \cdot \delta_d^{imp} + \sum_{s \in S} C_s^{imp} \cdot \delta_s^{imp} + \sum_{l \in L} C_l^{imp} \cdot \delta_l^{imp} \quad (3.11)$$

Donde:

- C_g^{imp} : costo de implementación del generador g
- C_d^{imp} : costo de implementación de la carga d
- C_s^{imp} : costo de implementación del sistema de almacenamiento s
- C_l^{imp} : costo de implementación de la línea l
- δ_g^{imp} : variable binaria de implementación que es igual a 1 si es que el generador g participa del SPS
- δ_d^{imp} : variable binaria de implementación que es igual a 1 si es que la carga s participa del SPS
- δ_s^{imp} : variable binaria de implementación que es igual a 1 si es que el sistema de almacenamiento s participa del SPS
- δ_l^{imp} : variable binaria de implementación que es igual a 1 si es que la línea l participa del SPS

Cada una de las variables binarias descritas en la lista anterior se activa (es igual a 1) si es que el agente respectivo realiza una o más acciones correctivas para todo el conjunto de condiciones de operación y contingencias de diseño.

Costos de Activación

La función de costos de activación es el costo en el que incurre el agente cada vez que realiza una acción correctiva. Este costo depende de:

- La condición de operación y la contingencia. Esto es debido a que en ciertas condiciones de operación, la disponibilidad del recurso genere una señal de precio donde el uso de un cierto agente sea más beneficioso para el sistema en términos económicos por sobre otros agentes. Por ejemplo, para generadores renovables que cuenten con un cierto margen de inyección (operación en modo deload) su participación como parte del grupo de agentes que aumentan su generación tiene un menor costo para el sistema que el uso de generadores térmicos. En el caso de que la acción correctiva sea la reducción de generación, el análisis ocurre a la inversa: los generadores térmicos serán mejores candidatos que los renovables.
- El monto del recurso utilizado: desconexión, reducción o aumento de generación/consumo. Esto es debido a que la profundidad de la sobrecarga obligará a tener distintos niveles de uso de los recursos. Por ejemplo, para diseños de SPS en corredores de gran capacidad donde el uso de la holgura permita aumentar la transferencia en cientos o miles de MW, la sobrecarga esperada también será grande. Por tal motivo, el uso del recurso en cada condición de operación será diferente y así también lo serán los montos de las acciones correctivas que deberán ejecutar los agentes para devolver las transferencias a niveles admisibles.
- El tipo de acción correctiva: variación de consigna o desconexión. En este caso, la naturaleza del agente (generador, carga, sistema de almacenamiento, línea, entre otros) permite diferenciar entre los tipos de acción correctivas que son posibles. En el caso de generadores y sistemas de almacenamiento, será más común que existan los tres tipos de acción: aumento, reducción o desconexión total de la inyección, mientras que para las cargas será más común, en el contexto actual, la reducción o desconexión total del consumo. De todas formas, este supuesto puede cambiar bajo distintos contextos, por ejemplo en un contexto de ciudades inteligentes, el control del consumo puede ser mucho mayor permitiendo incluso aumentos del consumo. En el caso de las líneas esta diferencia es mucho más notoria dado que la acción correctiva consiste simplemente en el cambio del estado operativo de los circuitos que las componen. Para este trabajo, la acción correctiva de las líneas se limitará solamente a la desconexión pero no existe ninguna limitación para incluir también la reconexión en donde sea posible.

La función de costos de activación, de forma genérica, está dada por la siguiente expresión:

$$\text{CACT}_{sps} = \sum_{c \in \Omega_C, k \in \Omega_K} \mu_{c,k} \cdot \left\{ \sum_{g \in G} \text{Cact}(g)_{c,k} + \sum_{d \in D} \text{Cact}(d)_{c,k} + \sum_{s \in S} \text{Cact}(s)_{c,k} + \sum_{l \in L} \text{Cact}(l)_{c,k} \right\} \quad (3.12)$$

Los términos de la ecuación anterior corresponden a:

- Ω_C : conjunto de condiciones de operación de análisis (por sobre capacidad N-1).

- Ω_K : conjunto de contingencias de análisis Ω_K .
- $\mu_{c,k}$: peso relativo de condición de operación c y contingencia k . Este valor representa la probabilidad de ocurrencia de la contingencia k en la condición de operación c .
- $Cact(g)_{c,k}$: función de costos de activación del generador g en condición de operación c y contingencia k .
- $Cact(d)_{c,k}$: función de costos de activación de la carga d en condición de operación c y contingencia k .
- $Cact(s)_{c,k}$: función de costos de activación del sistema de almacenamiento s en condición de operación c y contingencia k .
- $Cact(l)_k^c$: función de costos de activación de corredor l en condición de operación c y contingencia k .

El costo de activación corresponde entonces al valor esperado del costo de las acciones correctivas de acuerdo a las condiciones de operación y contingencias de análisis. El costo de las acciones correctivas está ponderado por $\mu_{c,k}$, el cual está dado por:

$$\mu_{c,k} = P_c \cdot \rho_k \quad (3.13)$$

Donde:

- P_c : porcentaje del tiempo que dura la condición de operación c . Por ejemplo para un análisis anual, este valor será igual a $\frac{\text{Horas condición } c}{\text{Horas del año}}$.
- ρ_k : probabilidad de ocurrencia de la contingencia k .

La formulación del problema está definida por el tipo de acción correctiva que pueden realizar los agentes, por lo tanto si bien la formulación presentada es análoga para generadores, cargas y sistemas de almacenamiento, es posible limitar las acciones en ciertos agentes. De forma genérica, usando costos lineales, la función de costos de activación para generadores, cargas y sistemas de almacenamiento está dada por:

$$Cact(x)_{c,k} = C_{x,c,k}^{r+} \cdot \Delta p_{x,c,k}^+ + C_{x,c,k}^{r-} \cdot \Delta p_{x,c,k}^- + C_{i,c,k}^{disc} \cdot \Delta p_{x,c,k}^{disc} \quad (3.14)$$

Donde:

- $C_{x,c,k}^{r+}$: costo de inyección del agente x en la condición de operación c y contingencia k .
- $C_{x,c,k}^{r-}$: costo de reducción de inyección del agente x en la condición de operación c y contingencia k .
- C^{disc} : costo de desconexión de la inyección del agente x en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{x,c,k}^+$: variable de decisión del monto de aumento de inyección del agente x en la condición de operación c y contingencia k .

- $\Delta p_{x,c,k}^-$: variable de decisión del monto de reducción de inyección del agente x en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{x,c,k}^{disc}$: variable de decisión del monto de la desconexión del agente x en la condición de operación c y contingencia k .

Si bien la formulación considera la opción de que las cargas puedan aumentar su consumo, esta opción podría no ser incluida en la implementación en casos reales.

Para el caso de las líneas de transmisión, la opción de modificar el estado operativo de la línea puede también contener un costo. Este costo permite minimizar la cantidad de líneas que cambian su estado de operación. En este trabajo, se utilizará solo la desconexión de circuitos de líneas como parte de las acciones correctivas de las líneas del sistema. De esta forma, para una línea l con una cantidad de circuitos igual a $Num\ circuitos$, su función de costos de activación se puede expresar como:

$$Cact(l)_{c,k} = \sum_{u=1}^{Num\ circuitos} C_{u,l,c,k}^{disc} \cdot \delta_{u,l,c,k}^{disc} \quad (3.15)$$

Donde:

- $C_{u,l,c,k}^{disc}$: costo de desconexión del circuito u de la línea l en la condición de operación c y contingencia k .
- $\delta_{u,l,c,k}$: variable binaria que es igual a 1 si el circuito u de la línea l sale de operación como parte del SPS en la condición de operación c y contingencia k .

Enfoques de diseño

El diseño de SPS admite la incorporación de distintos enfoques en el criterio de selección de los agentes. A continuación se describen algunos enfoques que se pueden obtener modificando los parámetros de la función objetivo.

Enfoque centralizado

Este enfoque y el más común, tiene como función objetivo la minimización de ambas componentes de costos: implementación y activación. Este enfoque, centralizado, corresponde al diseño que busca un planificador del sistema que minimiza costos. Los costos de implementación están dados por los costos en que debe incurrir el agente para instalar el equipamiento necesario para formar parte del SPS. Estos costos estarán determinados por el valor de la inversión traído a valor presente en el instante de tiempo en que se espera que encuentre instalado el esquema de protección especial. Como ejemplo de estos costos se encuentran los enlaces de comunicación de alta calidad y seguridad, salas y sistemas de control automáticos, sistemas de evacuación de energía como resistencias de frenado en el caso de centrales hidráulicas, equipamiento de medición, control y monitoreo de gran rapidez y precisión, entre otros. Si bien estos costos varían según el tipo de SPS instalado, es posible obtener un costo unitario por agente que compone el esquema asimilando una cierta cantidad de equipamiento necesario por cada uno. Los costos del equipamiento además deben considerar pruebas en fábrica, pruebas en sitio, mantenimientos, y otros costos señalados en [13] para cumplir con los estándares de operación necesarios. Por su parte, los costos de activación están dados por los costos en que se incurre cuando se realizan las acciones correctivas, por ejemplo, una

forma de estimar estos costos es utilizando el costo variable de generación como costo del aumento de generación, mientras que el mínimo costo de la reducción de generación puede ser estimado mediante el costo de oportunidad en el mercado spot. Para el caso de la demanda, la reducción o desconexión de demanda podría adquirir valores dados por el grado de controlabilidad de la demanda. Para redes inteligentes donde la demanda juega un rol activo mediante mercados de servicios de respuesta de la demanda, los costos de reducción y desconexión podrían ser bastante competitivos y de esta forma el SPS podría estar integrado en buena parte por las distintas cargas que componen el sistema. Esto significa un rol muy importante pues aporta un alto grado de flexibilidad al sistema, permitiendo que los beneficios de relajar el criterio de seguridad sean mayores a aumentos de capacidad más altos. Para sistemas donde la demanda tiene una baja o nula participación, los costos de activación pueden ser estimados, de forma pesimista, como los costos de falla del sistema.

Mínimo requerimiento de coordinación

Este enfoque tiene como objetivo un diseño de SPS que contenga la menor cantidad de agentes que participan del SPS, sin importar el costo. El objetivo de este enfoque es reducir al máximo posible la cantidad de agentes a los cuales se les debe incentivar a participar de un esquema de acción correctiva. Si bien existe un beneficio sistémico que se busca obtener al instalar un SPS, este beneficio puede no lograr ser de interés para todos los agentes que deben realizar las acciones correctivas. En este punto comienzan a ser relevante los incentivos que tienen los agentes. Desde una perspectiva centralizada, tanto los sistemas de mercado de este tipo de esquemas como también desde un nivel técnico como la preparación, coordinación, monitoreo, entre otros aspectos, hacen que minimizar los agentes dentro del esquema sea un enfoque atractivo. Desde una perspectiva privada, también resulta atractivo minimizar la cantidad de agentes, más aún si esto requiere alianzas entre empresas competitivas del sector. Matemáticamente, este enfoque se logra ignorando la componente de costos de activación, por ejemplo haciendo que $\mu_{c,k} = 0$ y utilizando costos de implementación iguales para todos los agentes, por ejemplo $C_{imp}(x) = 1$. De esta forma, la función objetivo se reduce a minimizar solamente la suma de las variables binarias que representan la participación de cada agente dentro del esquema.

Maximizar diversificación de participantes

Este enfoque busca la máxima participación de agentes dentro del SPS. Este enfoque es totalmente opuesto al anterior y tiene como objetivo principal reducir la necesidad de disponibilidad de los agentes. Esto quiere decir que quienes componen el SPS podrán disminuir la cantidad de veces que realizan acciones correctivas, permitiendo así disminuir la carga que tendrían estos agentes comparados con el enfoque anterior. Si bien al requerir más agentes se vuelve más compleja la coordinación técnica y económica, también se disminuye el riesgo de que la indisponibilidad de uno de los agentes afecte severamente el funcionamiento del esquema. En la formulación del problema, se sigue el mismo procedimiento del enfoque anterior (ignorando los costos de activación e imponiendo costos de implementación iguales para todos), pero se añade la necesidad de invertir el objetivo de la función ya que ahora se busca maximizar la cantidad de agentes. De todas formas, este tipo de enfoque debe estar debidamente formulado para no obtener soluciones triviales (como por ejemplo que todos los agentes del sistema formen parte del esquema). Esto se logra agregando una restricción adicional de máxima cantidad de agentes que componen el esquema.

Restricciones

En esta sección se presentan las restricciones del problema de optimización para el diseño de SPS.

Balances nodales

El balance nodal define el balance de energía que debe cumplirse en cada barra o nodo del sistema, a fin de poder cumplir con la ley de corrientes de Kirchhoff. Para cada barra b del sistema, se debe cumplir lo siguiente:

$$\begin{aligned} & \sum_{g \in \Omega_b^G} \left(P_{g,c}^0 + \Delta p_{g,c,k}^+ - \Delta p_{g,c,k}^- - \Delta p_{g,c,k}^{disc} \right) - \sum_{d \in \Omega_b^D} \left(P_{d,k}^0 - \Delta p_{d,c,k}^- - \Delta p_{d,c,k}^{disc} \right) + \\ & \sum_{s \in \Omega_b^S} \left(P_{s,c}^0 + \Delta p_{s,c,k}^+ - \Delta p_{s,c,k}^- - \Delta p_{s,c,k}^{disc} \right) - \sum_{l \in \Omega_b^L} \sum_{u \in L} \left(f_{u,l,c,k} - \frac{P_{u,l,c,k}^{loss}}{2} \right) = 0 \end{aligned} \quad (3.16)$$

En la formulación anterior se tiene:

Parámetros:

- $P_{g,c}^0$: inyección del generador g en la condición de precontingencia c .
- $P_{d,c}^0$: consumo de la demanda d en la condición de precontingencia c .
- $P_{s,c}^0$: inyección/consumo del sistema de almacenamiento s en la condición de precontingencia c .
- $P_{u,l,c,k}^{loss}$: pérdidas medias por el circuito u de la línea l en la condición de post-contingencia de la condición de operación c y contingencia k .

Variables:

- $\Delta p_{g,c,k}^+$: variable de decisión del monto de aumento de inyección de generación del generador g en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{g,c,k}^-$: variable de decisión del monto de reducción de generación del generador g en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{g,c,k}^{disc}$: variable de decisión del monto de la desconexión del generador g en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{s,c,k}^+$: variable de decisión del monto de aumento de inyección de generación del sistema de almacenamiento s en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{s,c,k}^-$: variable de decisión del monto de reducción de generación del sistema de almacenamiento s en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{s,c,k}^{disc}$: variable de decisión del monto de la desconexión del sistema de almacenamiento s en la condición de operación c y contingencia k .
- $\Delta p_{d,c,k}^-$: variable de decisión del monto de reducción del consumo de la demanda d en la condición de operación c y contingencia k .

- $\Delta p_{s,c,k}^{disc}$: variable de decisión del monto de la desconexión del consumo de la demanda d en la condición de operación c y contingencia k .
- $f_{u,l,c,k}$: flujo de potencia por el circuito u de la línea l en la condición de post-contingencia de la condición de operación c y contingencia k .

Conjuntos:

- Ω_b^G : conjunto de generadores conectados en barra b .
- Ω_b^D : conjunto de cargas conectadas en barra b .
- Ω_b^S : conjunto de sistemas de almacenamiento conectados en barra b .
- Ω_b^L : conjunto de líneas que se conectan en barra b .

En la formulación anterior, si bien las pérdidas varían en el estado post-contingencia resultante luego de las acciones correctivas, se ha utilizado una aproximación igual a su valor en la situación pre-contingencia para obtener un modelo lineal. En caso contrario, se deberán modelar las restricciones no lineales o linealizadas para incluir el efecto de las pérdidas del sistema de transmisión.

Para los agentes se establecen las restricciones que modelan las posibles acciones correctivas que pueden realizar. De forma genérica se tienen las siguientes:

Habilitación de implementación

La siguiente restricción corresponde a las variables binarias que modelan la habilitación del agente como parte del SPS. Para cada condición de operación c y contingencia k existe una variable binaria que se activa solo si es que el agente realiza una acción correctiva. Si es que alguna de esas variables binarias se activa, es decir, si el agente realiza una o más acciones correctivas dentro de todas las situaciones de diseño, entonces la variable binaria de implementación que existe en la función objetivo también se activa, permitiendo entonces que se considere parte del costo total. Para un agente x , ya sea generadores, cargas o baterías, se tiene la siguiente restricción:

$$\delta_{x,c,k}^+ + \delta_{x,c,k}^- + \delta_{x,c,k}^{disc} \leq \delta_x^{imp} \quad (3.17)$$

Donde $\delta_{x,c,k}^+, \delta_{x,c,k}^-, \delta_{x,c,k}^{disc}, \delta_x^{imp} \in \{0, 1\}$ y:

- $\delta_{x,c,k}^+$: variable binaria que es igual a 1 si el agente x realiza la acción correctiva de incremento de inyección de generación en la contingencia k de la condición de operación c .
- $\delta_{x,c,k}^-$: variable binaria que es igual a 1 si el agente x realiza la acción correctiva de reducción de inyección de generación en la contingencia k de la condición de operación c .
- $\delta_{x,c,k}^{disc}$: variable binaria que es igual a 1 si el agente x realiza la acción correctiva de desconexión en la contingencia k de la condición de operación c .
- δ_x^{imp} : variable binaria de implementación del agente x como parte del SPS (misma variable de la ecuación 3.10).

Dado que las variables binarias solo pueden tomar el valor 0 o 1, entonces se garantiza que a lo más una sola acción correctiva es posible. En el caso de que alguna de las variables del lado izquierdo de la ecuación tome el valor de 1, entonces la variable binaria de implementación tomará el valor de 1 garantizando que el costo de implementación sea considerado al participar por lo menos en una condición y contingencia.

Limitaciones por rampas

La siguiente restricción modela las limitaciones técnicas que tiene el agente para realizar inyectar o reducir su generación en el caso de la generación y sistemas de almacenamiento, y para disminuir su consumo en el caso de las cargas. Este parámetro puede ser mucho más relevante en el caso de generadores convencionales dado el valor de las tasas de toma y reducción de cargas de acuerdo a sus características mecánicas. En el caso de generadores renovables y sistemas de almacenamiento conectados mediante inversor, y el caso de la demanda, estas limitaciones pueden ser poco relevantes dada la rápida capacidad de respuesta del primer caso y la naturaleza ligada a la desconexión del segundo caso. De forma genérica, para un agente x , se tienen las siguientes restricciones:

$$\Delta p_{x,c,k}^+ \leq \delta_{x,c,k}^+ \cdot R_{x,c}^+ \cdot \Delta T_{c,k} \quad (3.18)$$

$$\Delta p_{x,c,k}^- \leq \delta_{x,c,k}^- \cdot R_{x,c}^- \cdot \Delta T_{c,k} \quad (3.19)$$

Parámetros:

- $R_{x,c}^+$: rampa de generación de subida o tasa de toma de carga del agente x en la condición de operación c .
- $R_{x,c}^-$: rampa de generación de bajada o tasa de reducción de carga del agente x en la condición de operación c .
- $\Delta T_{c,k}$: tiempo de acción correctiva. Corresponde al tiempo en que se realizarán las acciones correctivas y en el cual se deben devolver las transferencia a niveles por debajo de la capacidad de sobrecarga de los circuitos que componen el sistema de transmisión.

En la formulación anterior intervienen las variables continuas de decisión de aumento o reducción de generación $\Delta p_{x,c,k}^+$ y $\Delta p_{x,c,k}^-$ respectivamente, y las variables binarias de decisión de realizar alguna de las acciones correctivas $\delta_{x,c,k}^+$ y $\delta_{x,c,k}^-$. Además, si bien las rampas de toma y reducción de cargas están indexadas por la condición de operación, estas podrían ser únicas para todo el horizonte según el tipo de agente.

Limitación por disponibilidad

La siguiente restricción permite modelar la capacidad de los agentes de prestar las acciones correctivas y que dependen de su punto de operación. Por ejemplo, un generador que se encuentre operando al máximo de su capacidad de generación no podrá realizar un aumento de inyección cuando ocurra una contingencia, sin embargo sí podrá reducir su generación o desconectarse eventualmente. De manera análoga ocurre cuando el agente se encuentre en su mínima capacidad de inyección o consumo en el caso de los sistemas de almacenamiento. Las restricciones que modelan este fenómeno se presentan a continuación.

$$\Delta p_{x,c,k}^+ \leq \delta_{x,c,k}^+ \cdot (P_{x,c}^{max} - P_{x,c}^0) \quad (3.20)$$

$$\Delta p_{x,c,k}^- \leq \delta_{x,c,k}^- \cdot (P_{x,c}^0 - P_{x,c}^{min}) \quad (3.21)$$

Parámetros:

- $P_{x,c}^{max}$: máxima capacidad de inyección del agente x en la condición de operación c .
- $P_{x,c}^{min}$: mínima capacidad de inyección del agente x en la condición de operación c .

Demanda fija no desconectable

La restricción anterior es válida para el caso de generadores y sistemas de almacenamiento. Para el caso de la demanda, podría existir una demanda mínima ininterrumpible, es decir, que deba ser siempre abastecida y que por lo tanto establezca una cota inferior para la reducción de la demanda. Esto puede ocurrir en caso de procesos productivos continuos o críticos para el funcionamiento del resto de los servicios de una sociedad. En este caso, se introduce una restricción análoga a la de la ecuación (3.21) considerando $P_{x,c}^0$ igual a la demanda pre-contingencia y $P_{x,c}^{min}$ igual al valor de la demanda fija no desconectable.

Desconexión del recurso

Esta restricción modela la acción correctiva asociada a la desconexión del agente. Dado que la mínima capacidad de inyección/consumo introduce una no-linealidad en la capacidad del agente de reducir su inyección/consumo hasta cero, se utiliza una variable continua para representar el monto de la desconexión y que será igual a la inyección/consumo en su estado pre-contingencia. Esta restricción corresponde a:

$$P_{x,c}^0 \cdot \delta_{x,c,k}^{disc} \leq \Delta p_{x,c,k}^{disc} \leq P_{x,c}^0 \cdot \delta_{x,c,k}^{disc} \quad (3.22)$$

En la restricción anterior, la variable binaria de decisión de desconexión del agente $\delta_{x,c,k}^{disc}$ es igual a 1 cuando se decide desconectar al agente. En este caso, el lado derecho e izquierdo de la desigualdad anterior quedan acotadas por el mismo valor $P_{x,c}^0$ y por lo tanto $\Delta p_{x,c,k}^{disc} = P_{x,c}^0$. En el caso contrario, cuando el resultado indica que no se debe desconectar entonces el valor de $\Delta p_{x,c,k}^{disc} = 0$.

Restricciones de red

Debido a la naturaleza de las posibles acciones correctivas de la red, se ha separado este tipo de agentes en un grupo particular. Junto con esto, se presentan las restricciones que modelan el comportamiento del sistema de transmisión y los flujos. Para este modelo se utiliza un modelo DC. Se utilizan variables para representan los ángulos de los nodos y se asume un voltaje igual 1 en por unidad. Además, se ha dividido la formulación entre líneas con y sin la posibilidad de desconexión de circuitos. Para el primer grupo, se tiene que el flujo por cada circuito u de una línea l que conecta los nodos n, m es:

$$f_{u,l,c,k} = (\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k}) \cdot Y_{u,n,m} \quad (3.23)$$

La máxima capacidad de transferencia es incorporada como una restricción de la variable

del flujo:

$$-F_{u,l}^{post,max} \leq f_{u,l,c,k} \leq F_{u,l}^{post,max} \quad (3.24)$$

Parámetros:

- $Y_{u,n,m}$: inverso de la reactancia entre del circuito u que conecta los nodos n, m .
- $F_{u,l}^{post,max}$: máxima capacidad de transferencia admisible luego de la acción correctiva del circuito u de la línea l .

Variables:

- $\theta_{n,c,k}$: ángulo del nodo n luego de la acción correctiva para la condición de operación c y contingencia k .
- $f_{u,l,c,k}$: flujo por el circuito u de la línea l luego de la acción correctiva para la condición de operación c y contingencia k .

Para el caso de líneas que puedan realizar desconexión de circuitos, el flujo dependerá de la variable de decisión de desconexión. La siguiente restricción modela este comportamiento:

$$(\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k}) \cdot Y_{u,n,m} - M \cdot \delta_{u,l,c,k}^{disc} \leq f_{u,l,c,k} \leq (\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k}) \cdot Y_{u,n,m} + M \cdot \delta_{u,l,c,k}^{disc} \quad (3.25)$$

$$\delta_{u,l,c,k}^{disc} \leq \delta_l^{imp} \quad (3.26)$$

En la restricción anterior se utiliza el método de M grande dado por la constante M para incorporar la relación entre la variable de decisión de desconexión $\delta_{u,l,c,k}^{disc}$ con las leyes físicas que modelan el flujo por el sistema de transmisión. Además, esta variable de flujo depende de la decisión de desconexión, lo cual se incorpora mediante la siguiente restricción:

$$-F_{u,l}^{post,max} \cdot (1 - \delta_{u,l,c,k}^{disc}) \leq f_{u,l,c,k} \leq F_{u,l}^{post,max} \cdot (1 - \delta_{u,l,c,k}^{disc}) \quad (3.27)$$

Naturaleza de variables

Las siguientes restricciones describen la naturaleza de las variables de decisión y alguno de los límites definidos para ellas de acuerdo con el modelo de flujo adoptado.

$$\delta_{x,c,k}^+, \delta_{x,c,k}^-, \delta_{x,c,k}^{disc}, \delta_x^{imp} \in \{0, 1\} \quad (3.28)$$

$$\Delta p_{x,c,k}^+, \Delta p_{x,c,k}^-, \Delta p_{x,c,k}^{disc} \geq 0 \quad (3.29)$$

$$-\pi \leq \theta_{n,c,k} \leq \pi \quad (3.30)$$

$$f_{u,l,c,k} \in \mathbb{R} \quad (3.31)$$

Diseño de múltiples alternativas

La solución del problema de optimización descrito permite encontrar un conjunto de agentes y las acciones correctivas que deben ejecutar en cada condición requerida. Para obtener más soluciones, y por lo tanto, nuevos agentes y nuevas acciones correctivas, se propone agregar una restricción entera que elimine la solución encontrada. Con el problema anterior más la nueva restricción, se vuelve a resolver el problema y se obtiene una nueva solución. La siguiente solución tendrá un valor de la función objetivo igual o mayor a la solución obtenida anteriormente. Para diseñar N alternativas, se debe realizar este procedimiento N veces y en cada iteración i se deben agregar las restricciones enteras de los $i - 1$ problemas anteriores.

De manera genérica, sea $J' = \{j \in J | \delta_j^{imp} = 1\}$, es decir, el conjunto de variables binarias de implementación que indican que el componente j conforma el SPS, entonces la restricción que elimina esta solución del problema de optimización es:

$$\sum_{j \in J'} -\delta_j^{imp} + \sum_{j \in J \setminus J'} \delta_j^{imp} \geq |J'| + 1 \quad (3.32)$$

Donde $|J'|$ es la cardinalidad de J' (cantidad de agentes que conforman el SPS). Esta restricción implica que una nueva solución del problema tendrá un conjunto distinto de agentes.

Síntesis de formulación

A continuación se presenta un resumen de la formulación del diseño optimizado de SPS para facilitar la exposición del problema. En forma resumida, se tiene el siguiente problema:

$$\min \text{F.O.} = \text{Costos de Implementación} + \text{Costos de Activación} \quad (3.33)$$

Para cada condición de operación c y contingencia k donde existe sobrecarga, se tiene la siguiente restricción:

- Balance de generación y demanda para cada barra
- Para cada generador:
 - Habilitación de implementación
 - Limitación de acciones correctivas por rampas para incremento o reducción de generación
 - Limitación de acciones correctivas por disponibilidad del recurso para incremento o reducción de generación
 - Desconexión de generación
- Para cada sistema de almacenamiento:
 - Habilitación de implementación
 - Limitación de acciones correctivas por rampas para incremento o reducción de inyección/consumo
 - Limitación de acciones correctivas por disponibilidad del recurso para incremento o reducción de inyección/consumo
 - Desconexión de inyección/consumo
- Para cada demanda:
 - Habilitación de implementación
 - Límite de reducción de demanda
 - Desconexión de consumo
- Para cada circuito, si se usa la opción de desconexión de líneas:
 - Habilitación de implementación
 - Definición del flujo de potencia en función de decisión de desconexión
 - Límite del flujo de potencia en función de decisión de desconexión
- Para cada circuito, si no se usa la opción de desconexión de líneas:
 - Definición del flujo de potencia
 - Límite del flujo de potencia

En forma extendida:

F.O. =Costos de Implementación + Costos de Activación

$$\begin{aligned}
& \sum_{g \in \Omega^G} C_g^{imp} \delta_g^{imp} + \sum_{d \in \Omega^D} C_d^{imp} \delta_d^{imp} + \sum_{s \in \Omega^S} C_s^{imp} \delta_s^{imp} + \sum_{l \in \Omega^L} C_l^{imp} \delta_l^{imp} + \\
& \sum_{c \in \Omega_C, k \in \Omega_K} \mu_{c,k} \left[\sum_{g \in \Omega^G} \left(C_{g,c}^{r+} \Delta p_{g,c,k}^+ + C_{g,c}^{r-} \Delta p_{g,c,k}^- + C_{g,c}^{disc} \Delta p_{g,c,k}^{disc} \right) + \right. \\
& \sum_{s \in \Omega^S} \left(C_{s,c}^{r+} \Delta p_{s,c,k}^+ + C_{s,c}^{r-} \Delta p_{s,c,k}^- + C_{s,c}^{disc} \Delta p_{s,c,k}^{disc} \right) + \\
& \sum_{d \in \Omega^D} \left(C_{d,c}^{r+} \Delta p_{d,c,k}^+ + C_{d,c}^{r-} \Delta p_{d,c,k}^- + C_{d,c}^{disc} \Delta p_{d,c,k}^{disc} \right) + \\
& \left. \sum_{l \in \Omega^L} \left(C_{l,c}^{disc} \delta_{l,c,k} \right) \right] \tag{3.34}
\end{aligned}$$

Sujeto a las siguientes restricciones. Para cada condición de operación c y contingencia k donde existe sobrecarga:

Balance de generación y demanda para cada barra b del sistema:

$$\begin{aligned}
& \sum_{g \in \Omega_b^G} \left(P_{g,c}^0 + \Delta p_{g,c,k}^+ - \Delta p_{g,c,k}^- - \Delta p_{g,c,k}^{disc} \right) - \sum_{d \in \Omega_b^D} \left(P_{d,k}^0 - \Delta p_{d,c,k}^- - \Delta p_{d,c,k}^{disc} \right) + \\
& \sum_{s \in \Omega_b^S} \left(P_{s,c}^0 + \Delta p_{s,c,k}^+ - \Delta p_{s,c,k}^- - \Delta p_{s,c,k}^{disc} \right) - \sum_{l \in \Omega_b^L} \left(f_{l,c,k} - \frac{P_{l,c,k}^{loss}}{2} \right) = 0 \tag{3.35}
\end{aligned}$$

Restricciones de generadores, $\forall g \in \Omega_b^G$ y $\forall b$:

$$\delta_{g,c,k}^+ + \delta_{g,c,k}^- + \delta_{g,c,k}^d \leq \delta_g^{imp} \tag{3.36}$$

$$\Delta p_{g,c,k}^+ \leq \delta_{g,c,k}^+ R_{g,c}^+ \Delta T_{c,k} \tag{3.37}$$

$$\Delta p_{g,c,k}^- \leq \delta_{g,c,k}^- R_{g,c}^- \Delta T_{c,k} \tag{3.38}$$

$$\Delta p_{g,c,k}^+ \leq \delta_{g,c,k}^+ (P_{g,c}^{max} - P_{g,c}^0) \tag{3.39}$$

$$\Delta p_{g,c,k}^- \leq \delta_{g,c,k}^- (P_{g,c}^0 - P_{g,c}^{min}) \tag{3.40}$$

$$P_{g,c}^0 \delta_{g,c,k}^{disc} \leq \Delta p_{g,c,k}^{disc} \leq P_{g,c}^0 \delta_{g,c,k}^{disc} \tag{3.41}$$

Restricciones de sistemas de almacenamiento, $\forall s \in \Omega_b^S$ y $\forall b$:

$$\delta_{s,c,k}^+ + \delta_{s,c,k}^- + \delta_{s,c,k}^d \leq \delta_s^{imp} \tag{3.42}$$

$$\Delta p_{s,c,k}^+ \leq \delta_{s,c,k}^+ R_{s,c}^+ \Delta T_{c,k} \tag{3.43}$$

$$\Delta p_{s,c,k}^- \leq \delta_{s,c,k}^- R_{s,c}^- \Delta T_{c,k} \tag{3.44}$$

$$\Delta p_{s,c,k}^+ \leq \delta_{s,c,k}^+ (P_{s,c}^{max} - P_{s,c}^0) \tag{3.45}$$

$$\Delta p_{s,c,k}^- \leq \delta_{s,c,k}^- (P_{s,c}^0 - P_{s,c}^{min}) \tag{3.46}$$

$$P_{s,c}^0 \delta_{s,c,k}^{disc} \leq \Delta p_{s,c,k}^{disc} \leq P_{s,c}^0 \delta_{s,c,k}^{disc} \tag{3.47}$$

Restricciones de demandas, $\forall d \in \Omega_D^b$ y $\forall b$:

$$\delta_{d,c,k}^- + \delta_{d,c,k}^{disc} \leq \delta_d^{imp} \quad (3.48)$$

$$\Delta p_{d,c,k}^- \leq \delta_{d,c,k}^- (P_{d,c}^0 - P_{g,c}^{min}) \quad (3.49)$$

$$P_{d,c}^0 \delta_{d,c,k}^{disc} \leq \Delta P_{d,c,k}^{disc} \leq P_{d,c}^0 \delta_{d,c,k}^{disc} \quad (3.50)$$

En el caso de usar desconexión de líneas como acción correctiva, se tiene la siguiente restricción $\forall l \in \Omega_b^L$ y $\forall b$:

$$(\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k})Y_{u,n,m} - M\delta_{u,l,c,k}^{disc} \leq f_{u,l,c,k} \leq (\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k})Y_{u,n,m} + M\delta_{u,l,c,k}^{disc} \quad (3.51)$$

$$-F_{u,l}^{post,max}(1 - \delta_{u,l,c,k}^{disc}) \leq f_{u,l,c,k} \leq F_{u,l}^{post,max}(1 - \delta_{u,l,c,k}^{disc}) \quad (3.52)$$

$$\delta_{u,l,c,k}^{disc} \leq \delta_l^{imp} \quad (3.53)$$

En el caso de no usar desconexión de líneas como acción correctiva, se tiene la siguiente restricción $\forall l \in \Omega_b^L$ y $\forall b$:

$$f_{u,l,c,k} = (\theta_{n,c,k} - \theta_{m,c,k})Y_{u,n,m} \quad (3.54)$$

$$-F_{u,l}^{post,max} \leq f_{u,l,c,k} \leq F_{u,l}^{post,max} \quad (3.55)$$

Tamaño del problema

La naturaleza combinatorial del problema y la cantidad de opciones de acciones correctivas por cada agente para todas las condiciones de diseño (condiciones/contingencias donde existen sobrecargas), pueden provocar un problema de grandes dimensiones. La cantidad de variables binarias que determina la ejecución de una (y solo una) acción correctiva depende de cada tipo de componente:

- Generadores = 3
- Sistemas de almacenamiento = 3
- Demandas = 2
- Líneas = Número de circuitos

Sea n la cantidad de variables binarias que determina la realización de una acción correctiva, existen 2^n combinaciones, las cuales deben considerar todas las condiciones de diseño. En esta tesis no se trabajará en algoritmos de eficiencia computacional, sin embargo, se debe tener en cuenta que existen opciones para reducir el tamaño del problema. Por ejemplo, se puede reducir la cantidad de agentes que podrían participar del SPS aplicando algún criterio de preselección como la disposición de participación, factibilidad de implementación, conocimiento experto, entre otros. Otra opción es reduciendo el horizonte de análisis, por ejemplo, obtener un diseño por año en lugar de uno multinual.

Visualización, reporte y registro

Los resultados obtenidos serán las variables binarias de decisión de implementación δ_x^{imp} y los montos de las acciones correctivas ejecutadas en cada situación de sobrecarga. Para cada situación, se admite la visualización de la solución, los flujos resultantes, los agentes

involucrados y el nuevo punto de operación. Además, se generan reportes y registros para la visualización y análisis de las soluciones.

Todo el proceso descrito en esta sección se debe repetir para cada corredor de interés del conjunto Ω_L'' .

3.4. Aplicación de soluciones de SPS

Las soluciones obtenidas en la etapa anterior pueden ser aplicadas en dos procesos:

- Evaluación Técnica detallada: Este proceso significa la evaluación detallada del desempeño del SPS a través de simulaciones dinámicas y/o cuasiestacionarias para las condiciones de diseño. Junto con esto, se verifica el cumplimiento de los índices de desempeño.
- Planificación de la transmisión con incorporación de SPSs seleccionados: consiste en integrar las alternativas de SPSs que permiten aumentar la capacidad de transferencia máxima de los tramos de diseño, al proceso de planificación de la transmisión. Esto se logra integrando a la función objetivo el costo de implementación del SPS. De esta forma se permite evaluar distintas alternativas de SPS versus la expansión del sistema de transmisión.

Capítulo 4

Implementación y Validación

4.1. Implementación en DeepEdit

La construcción de la herramienta para aplicar los presentado en el capítulo anterior ha sido basada en desarrollos anteriores del proyecto DeepEdit y mediante desarrollos nuevos enfocados a armonizar los desarrollos e incorporar el diseño de SPS.

La implementación de la propuesta se ha realizado bajo la plataforma DeepEdit,¹ la cual es una herramienta para el análisis técnico y económico de sistemas eléctricos de potencia. Esta plataforma propone una descripción del sector eléctrico haciendo uso de la programación orientada a objetos. Las principales características de esta plataforma son:

- Programación orientada a objetos que ofrece una alternativa eficiente para el desarrollo de una base de datos orientada a objetos y herramientas de análisis, diseño y programación con las que es posible abordar el nuevo grado de complejidad en la modelación de un sistema eléctrico de potencia.
- El modelo orientado a objetos se ha implementado como un sistema distribuido, basado en una arquitectura cliente-servidor. Esto facilita su incorporación a la tecnología de Internet y crea una estructura modular que es fácil de expandir y mantener.
- El sistema ha sido desarrollado en el lenguaje de programación Java, obteniendo una implementación natural de la tecnología de Internet e independencia de la plataforma.

La figura 4.1 presenta la arquitectura cliente-servidor de esta plataforma.

¹ DECENTRALIZED ECONOMIC ELECTRICITY POWER EDITOR, or simply Deep-Editor or DeepEdit, has been loyal to its design values proven that the breaking-through technology implemented is now state-of-the-art in Power System analysis tools development. DeepEdit is a highlighted software research project by Centro de Energía de la Facultad de Ciencias Físicas y Matemáticas de la Universidad de Chile (CEFCFM) <https://deepedit.org/>

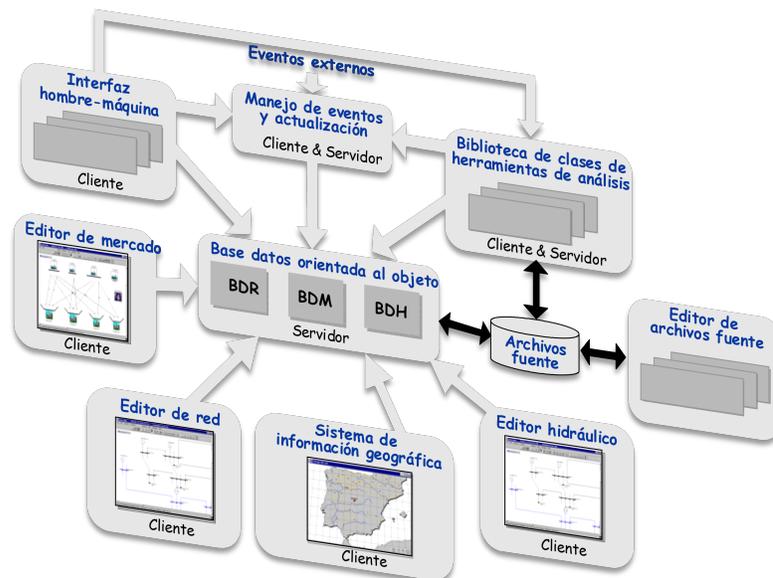


Figura 4.1: Estructura de módulos y fuentes de datos de implementación en DeepEdit. Fuente: [201].

Las flechas grises en la figura representan los servicios requeridos por los clientes a los respectivos servidores, mientras que las flechas negras simbolizan el intercambio de datos. Las bases de datos BDR (Base de Datos de Red de elementos), BDM (Base de Datos de Mercado) y BDH (Base de Datos de Elementos Hidráulicos) son el núcleo del sistema, siendo sus servicios solicitados por todos los componentes del sistema. De esta forma, se facilita un acceso controlado a la información de los objetos del sistema. Para el almacenamiento y carga de datos de esta base de datos orientada a objetos, DeepEdit utiliza archivos fuente en formato ASCII y/o bases de datos relacionales (MS-Access). La información contenida en la base de datos puede ser modificada localmente o en línea, haciendo uso de los editores de red, mercado o hidráulicos. Estos editores, junto con un sistema de información geográfica (SIG), cuentan con interfaces gráficas que permiten una comunicación hombre-máquina flexible. La biblioteca de gestión de eventos permite el uso de dispositivos de entrada y salida, así como la capacidad de interactuar con la base de datos a través de protocolos y servicios de Internet. Los editores asociados al sistema tienen las siguientes características:

- Editor de red: incluye el conjunto de objetos directamente relacionados con el funcionamiento eléctrico del sistema.
- Editor hidráulico: incluye el conjunto de objetos necesarios para la descripción del comportamiento hidráulico del sistema.
- Editor de mercado: modela los agentes del mercado, especificación de contratos, estrategias comerciales y su interacción.
- Sistema de información geográfica SIG: visualización geográfica del sistema.

La integración de modelos de mercado se realiza a través de la librería de clases de herramientas de análisis y simulación, que interactúa de manera flexible con las bases de datos

BDM, BDR, BDH del sistema. El sistema integra herramientas orientadas al análisis de mercado: simulación de mercado diario basado en un sistema Pool, simulación de mercado anual de contratos bilaterales físicos, análisis de diferentes esquemas de peaje de sistemas de transmisión, etc. Asimismo, un conjunto de herramientas de análisis de sistemas, tales como: potencia flujos, despacho económico, flujo óptimo de potencia, pre-despacho, cálculo de sistemas equivalentes, análisis de sensibilidad, herramientas de visualización y planificación de sistemas de transmisión. Asimismo, DeepEdit permite el desarrollo cronológico de los elementos del sistema a través de la definición del año de entrada y salida (para cada elemento del sistema).

El programa, de igual manera, está concebido incorporando una interfaz gráfica intuitiva para operar diferentes estructuras de mercado e interactuar de manera flexible con las herramientas de análisis. El funcionamiento de un modelo se entiende como la capacidad de:

- Introducir todos los parámetros necesarios y datos de entrada,
- permitir la modificación de datos,
- controlar las opciones de ejecución,
- permitir y mostrar los resultados de la simulación del modelo en diferentes formatos y
- mostrar los resultados en su GUI dedicada.

La implementación de la propuesta presentada en este trabajo se realizó aprovechando la estructura modular de DeepEdit y sus herramientas de análisis existentes. La estructura de los módulos y datos de entradas, procesos y salidas para la implementación de la metodología para la identificación y diseño de esquemas especiales de protección para el manejo de congestiones del sistema de transmisión, se presenta en la figura 4.2.

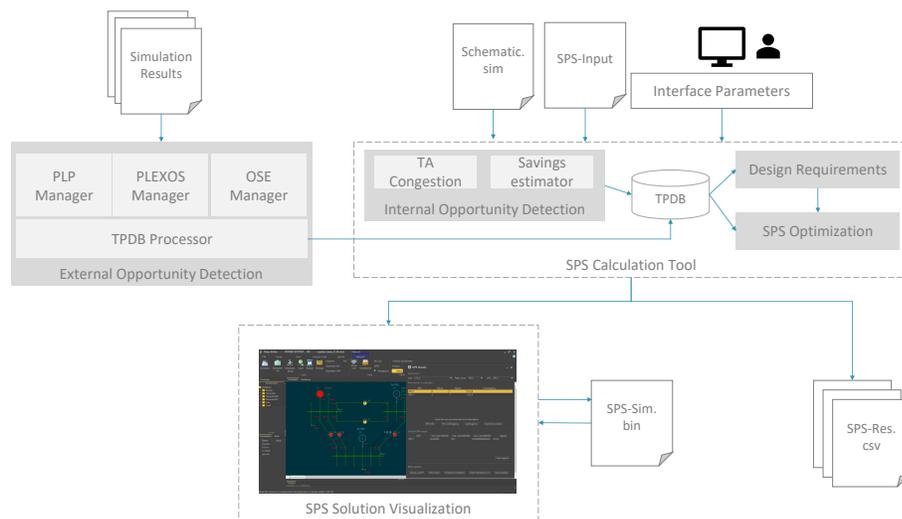


Figura 4.2: Estructura de módulos y fuentes de datos de implementación en DeepEdit. Fuente: Elaboración propia.

La implementación además permite el uso de resultados de simulaciones de la operación económica desde fuentes externas, por ejemplo PLP, OSE y Plexos. Estos resultados son

analizadas por el módulo SPS Calculation Tool utilizando además fuentes de datos complementarias para los parámetros del modelo y los datos indicados por el usuario en la interfaz de usuario. A continuación se entregan más detalles de cada módulo.

- **External Opportunity Detection:** este módulo corresponde a la ejecución de las simulaciones base y relajada en forma externa, por ejemplo, usando otros softwares tales como PLP, Plexos y OSE. DeepEdit contiene herramientas que permiten procesar las salidas de estos softwares en el módulo TPDB Processor, y generar un archivo denominado “TPDB”, el cual es una base de datos que contiene la información de cada despacho.
- **Internal Opportunity Detection:** este módulo corresponde a la ejecución de las simulaciones base y relajada en forma interna, mediante rutinas programadas en DeepEdit. Los datos de entrada de las simulaciones se entregan en el archivo “SPS-input”, el cual debe ser completado por el usuario siguiendo el formato establecido.
- **SPS Calculation Tool:** es la herramienta principal que adquiere los datos de entrada, desde fuentes externas o internas y detallados por el usuario en la interfaz principal de este módulo. Con los datos de entrada, se ejecuta una subrutina denominada “Design Requirements” la cual obtiene las condiciones de operación por sobre N-1 y realiza un análisis de contingencias para cada condición anterior. Con esta información, determina las condiciones donde existen sobrecargas (condiciones de diseño), y en conjunto con los datos de entrada, formula el problema de optimización y lo resuelve. Los detalles del problema así como el progreso, se muestran en una nueva ventana y queda registrados en un archivo temporal.
- **SPS Solution Visualization:** es la interfaz principal con las soluciones del diseño de SPS obtenido. Utilizando la interfaz principal de DeepEdit, permite ver la solución de cada condición de diseño en el esquemático, resaltando los agentes involucrados y las acciones correctivas que realizan. Además, contiene opciones para el guardado de soluciones en formato binario (SPS-Sim.bin) y otros archivos auxiliares indicados por el usuario.

Los archivos utilizados se describen a continuación:

- **Entradas:**
 - Schematic.sim: archivo que contiene el detalle de la red del sistema: componentes y sus parámetros e información general de la red.
 - SPSOptions.xlsx: archivo Excel con parámetros del diseño y opciones del usuario
 - TPDB.sqlite: base de datos con resultados de simulación de PLP
- **Salidas:**
 - SPS-Sim.bin: Archivo binario que permite guardar resultados de visualización y datos para revisarlos posteriormente. Debe ser guardado manualmente por el usuario.
 - SPS-Res.csv: Archivo csv con las acciones correctivas de cada agente en cada condición. Debe ser guardado manualmente por el usuario.

Más detalles de la aplicación de la metodología para resultados externos se presenta en la sección A. En la figura 4.3 se presenta una captura de la interfaz de usuario que permite

ingresar los datos para el diseño de SPS. En la sección B se entregan más detalles de cada opción.

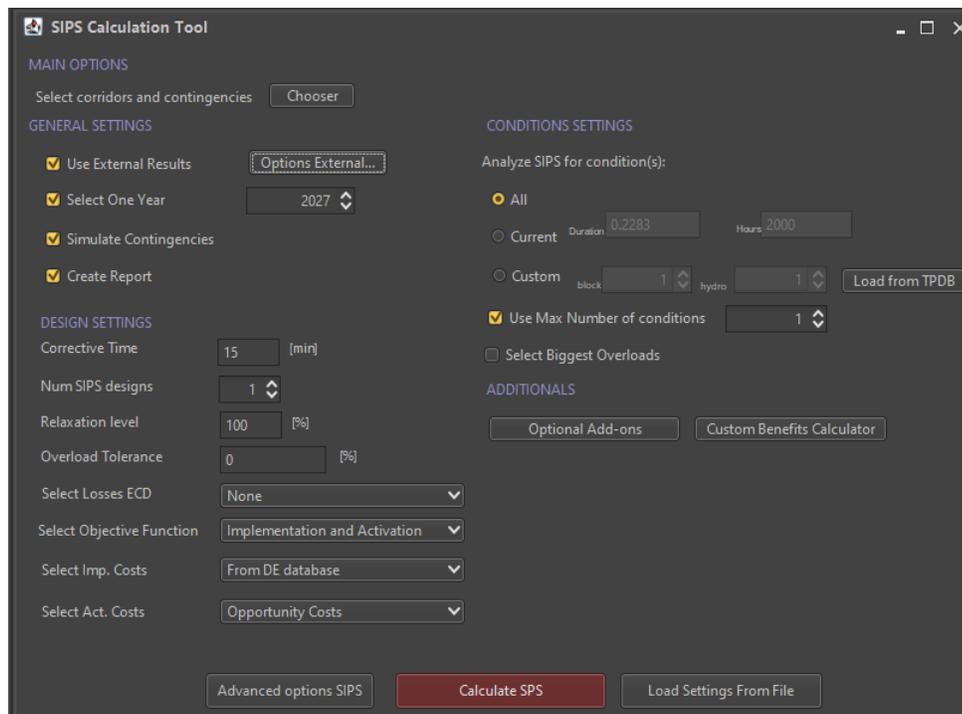


Figura 4.3: Interfaz de usuario de herramienta de diseño de SPS.

4.2. Aplicación de la metodología

En la presente sección se muestra un caso de validación consistente en un sistema pequeño que permite estudiar los efectos de la aplicación de la metodología y obtener primeras conclusiones. El sistema utilizado consiste en una red de 3 nodos presentada en la figura 4.4

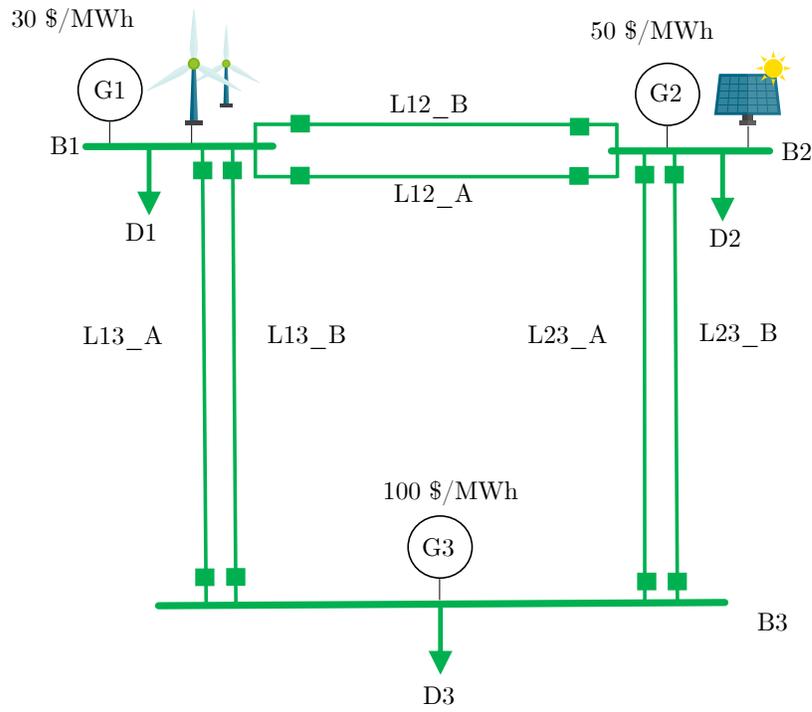


Figura 4.4: Esquemático del sistema utilizado para validación. Fuente: Elaboración propia.

El sistema si bien representa una red simplificada, contiene la complejidad de un sistema enmallado y líneas de doble circuito. Además, dispone de generadores renovables que pueden abastecer el centro de carga ubicado en B3. En esta barra existe un generador de mayor costo variable de operación, por lo cual las líneas que conectan el resto del sistema con esta barra transportarán la energía de menor costo hacia la demanda. Por este motivo, las líneas L13 y L23 requieren contar con una capacidad de transmisión adaptada para abastecer la demanda al menor costo posible.

Cada línea posee dos circuitos con las mismas características técnicas presentadas en la tabla 4.1:

Tabla 4.1: Datos de circuitos de líneas.

Capacidad Térmica [MW]	Reactancia [Ohm]	Probabilidad de falla
100	50	0,0011

Cada corredor tiene una capacidad N-1 de 100 MW y una capacidad N de 200 MW. La capacidad de sobrecarga es igual a la capacidad térmica de cada circuito, es decir, 100 MW. Es decir, se tiene:

- $F^{N-1,max} = 100$ MW

Tabla 4.2: Parámetros y costos de SPS

	CV [\$/MWh]	Pmax [MW]	Pmin [MW]	CImp. [M\$]	Crup [\$/MWh]	Cdown [\$/MWh]	Cdisc [\$/MWh]
G1	30	100	0	1	CV	C.Op.	C.Op.
G2	50	150	0	1	CV	C.Op.	C.Op.
G3	70	400	0	1	CV	C.Op.	C.Op.
GEolico	0	200	0	1	CV	C.Op.	C.Op.
GSolar	0	300	0	1	CV	C.Op.	C.Op.
D1	-	-	-	1	-	500	10000
D2	-	-	-	1	-	500	10000
D3	-	-	-	1	-	500	10000

Tabla 4.3: Demanda y generación renovable por bloque en MW

	Bloque 1	Bloque 2	Bloque 3
D1	100	150	150
D2	100	200	200
D3	250	300	250
GEolico	200	100	150
GSolar	0	300	0

- $F^{N,max} = 200$ MW
- $F^{over,max}$ (por circuito) = 100 MW
- $F^{post,max}$ (por circuito) = 100 MW

Los parámetros de cada componente se presentan en la tabla 4.2. En esta tabla, C.V. corresponde al costo variable y C.Op. corresponde al costo de oportunidad calculado como la diferencia entre el costo marginal y el costo variable. La demanda y generación renovable se presentan en la tabla 4.3. Los parámetros de tasas de subida y bajada $R_{g,c}^+$ y $R_{g,c}^-$ son iguales a 5 [MW/min] para todos los generadores.

Se realizará la aplicación de la metodología para cada etapa descrita en la sección anterior. En cada etapa se presentarán los supuestos más importante utilizados

Con el fin de comprobar la aplicabilidad de la herramienta se realizarán distintos casos de prueba. Estos casos se describen en la tabla 4.4. Para el primer caso, se describirá la aplicación de la metodología paso por paso con el fin de comprender su aplicación. En los demás casos solo se presentarán los resultados obtenidos y supuestos relevantes.

Tabla 4.4: Diseño de pruebas para validación.

Caso	Agentes considerados en SPS	Prueba	Objetivo
1	Generadores	Diseño estándar de SPS	Comprobar funcionamiento básico de capacidad de rebalance entre generadores
2	Generadores + cargas	Diseño estándar de SPS	Comprobar funcionamiento de capacidad de rebalance entre generadores y cargas. Capacidad de elaborar múltiples diseños.
3	Generadores + cargas + líneas	Diseño estándar de SPS	Comprobar capacidad de líneas de realizar medidas correctivas para aliviar sobrecargas
4	Generadores + cargas + baterías	Diseño estándar de SPS	Evaluar capacidad de baterías para realizar acciones correctivas que alivien sobrecargas.
5	Generadores + cargas	Efecto de probabilidad de falla	Evaluar impacto de probabilidad de falla en resultados del diseño de SPS
6	Generadores + cargas	Efecto de tiempo de acción correctiva	Verificar efecto de la ventana de tiempo para resolver sobrecargas.
7	Generadores + cargas	Funciones objetivo	Evalua resultados de SPSs ante distintos enfoques del diseño.

Caso 1: SPS con Generadores

4.2.1. Análisis de condiciones de operación N-1

La aplicación de la metodología comienza con la detección de oportunidades. Esta etapa considera la simulación de la operación económica del escenario base y el escenario relajado. Este último escenario requiere la aplicación previa de un análisis de congestiones para seleccionar las líneas que requieren un aumento de capacidad.

Para el análisis de congestiones se utilizaron los siguientes parámetros:

Tabla 4.5: Parámetros del análisis de congestiones

Parámetro	Valor
ω_{Load}	0,5
ω_{cmgRel}	0,3
ω_{PLoad}	0,1
$\omega_{PCmgRel}$	0,1
$TolRelLoad$	0,8
$TolRelCmg$	0,5

Los parámetros de tolerancia indican el valor en por unidad respecto del que se considera un indicador de congestión. En el caso de la tolerancia de carga $TolRelLoad$ indica que para valores de flujo mayores al 80 % de la capacidad de la línea, se encuentra un indicador de congestión. De forma similar, la tolerancia de diferencia de costos marginales $TolRelCmg$ indica que para diferencias mayores a 50 % de costos marginales entre barras las barras que conectan la línea respectiva, se encuentra un indicador de congestión a considerar. Los resultados del análisis de congestiones se presenta en la tabla 4.6:

Tabla 4.6: Resultados análisis de congestiones para caso de validación.

Circuito	$\Delta Load \Delta T_c$	$\Delta CmgRel \Delta T_c$	$\Delta PLoad \Delta T_c$	$\Delta PCmgRel \Delta T_c$	Puntaje
L23_A	0,50	0,61	0,50	0,70	0,55
L23_B	0,50	0,61	0,50	0,70	0,55
L13_A	0,20	0,63	0,20	0,20	0,33
L13_B	0,20	0,63	0,20	0,20	0,33
L12_A	0,00	0,40	0,00	0,20	0,14
L12_B	0,00	0,40	0,00	0,20	0,14

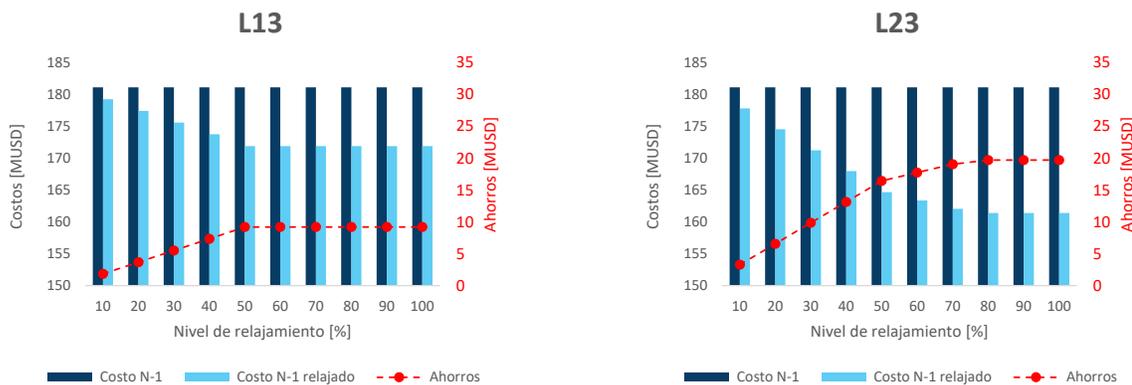
4.2.2. Selección de corredores de interés

De la aplicación del análisis de congestiones se puede ver que las líneas L23 y L13 son las que presentan mayores índices globales de congestiones. De los valores de la primera métrica, $\Delta Load$ ponderados por la duración de cada condición de operación, ΔT_c , se puede calcular e inferir que L23 y L13 operan por sobre el umbral definido aproximadamente un 50 % y 20 % del tiempo respectivamente. Esto se infiere de la ecuación 3.2, donde se contabiliza el valor del cociente entre el flujo obtenido y su capacidad máxima solo cuando se sobrepasa el umbral definido. De este forma los valores obtenidos contabilizan aproximadamente la duración relativa de las condiciones de operación. Así mismo, la diferencia de costos marginales producidas por la congestión de cada una de ellas tiene un impacto similar al comparar la métrica $\Delta CmgRel$ dado que si bien la mayor diferencia de costos marginales es producida por la congestión de la línea L13, esta condición de operación representa una menor proporción del tiempo (1752 versus 4380 horas respectivamente de un total de 8760 horas) por lo cual esta métrica permite cuantificar ambos impactos: la diferencia de costos marginales y su duración en el horizonte de tiempo evaluado. Por otra parte, el valor de la métrica $\Delta PLoad$ es igual al índice de nivel de carga pues indica la frecuencia con que se encuentra sobrecargada la línea, mientras que la métrica $\Delta PCmgRel$ también indica que las mayores diferencias de costos marginales ponderadas por la duración se producen en esta línea. En el caso de la línea L12, si bien presenta un valor mayor a cero de puntaje global, se observa que no presenta niveles de cargas importantes para concluir que se encuentra operando a márgenes cercanos a su capacidad máxima de transferencia ($\Delta Load = 0$). Por lo tanto, corresponde la simulación de la operación N-1 relajado para las líneas L13 y L23. A continuación se presentan los resultados de 10 simulaciones con incrementos del 10 % del nivel de relajo para cada uno. Los resultados se presentan en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Resultados de estimación de beneficios en MUSD,

Nivel de relajo [%]	L13				L23		
	Costo Total Operación N-1	Costo Total Operación N-1 relajado	Ahorro de costos	Porcentaje de ahorro de costos respecto a costo operación N-1	Costo Total Operación N-1 relajado	Ahorro de costos	Porcentaje de ahorro de costos respecto a costo operación N-1
10	181,1130	179,2734	1,8396	1,0157	177,8280	3,2850	1,8138
20	181,1130	177,4338	3,6792	2,0314	174,5430	6,5700	3,6276
30	181,1130	175,5942	5,5188	3,0472	171,2580	9,8550	5,4414
40	181,1130	173,7546	7,3584	4,0629	167,9730	13,1400	7,2551
50	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	164,6880	16,4250	9,0689
60	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	163,3740	17,7390	9,7944
70	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	162,0600	19,0530	10,5200
80	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	161,4030	19,7100	10,8827
90	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	161,4030	19,7100	10,8827
100	181,1130	171,9150	9,1980	5,0786	161,4030	19,7100	10,8827

En la figura 4.5 se han graficado los costos y ahorros obtenidos en el análisis de ambas líneas.



(a) relajo en L13_A y L13_B.

(b) relajo en L23_A y L23_B.

Figura 4.5: Resultados obtenidos de la simulación de operación económica en escenario base y relajados

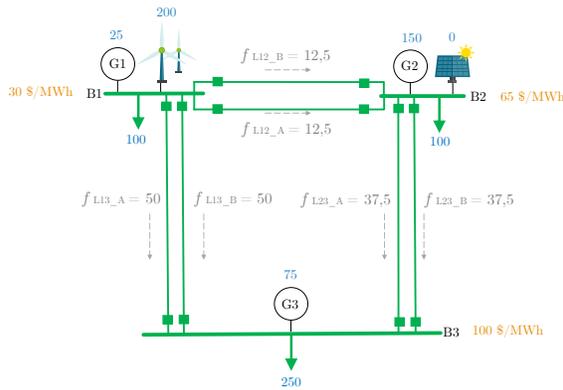
De la tabla 4.7 se puede ver que los ahorros son crecientes con el aumento de la capacidad pero a partir de cierto punto no se tienen mayores ahorros. Esto implica que el relajo del criterio N-1 se puede limitar hasta un cierto nivel, a partir del cual ya no es necesario seguir relajando este criterio. Además el orden de magnitud de los ahorros se puede ver que representan una parte menor respecto de los costos totales de operación (aproximadamente un 5% en el mejor caso). Esto ocurre principalmente porque la falta de capacidad limita la generación de generadores convencionales ubicados en las barras 1 y 2. Esta generación es reemplazada por el generador convencional G3 ubicado en la barra 3. Dado que este desplazamiento de generación ocurre entre generadores convencionales, la diferencia entre los costos totales de operación disminuye conforme disminuye la diferencia entre costos variables de generación.

Sin pérdida de generalidad, estudiemos los resultados para el nivel de relajo de 100% cuyos resultados de costos y ahorros se presentan en la tabla 4.8. En la figura 4.6 se presentan gráficamente las condiciones de operación obtenidas de las simulaciones de operación económica. Las figuras 4.6.a y 4.6.b corresponden a la comparación de la operación N-1 y N para

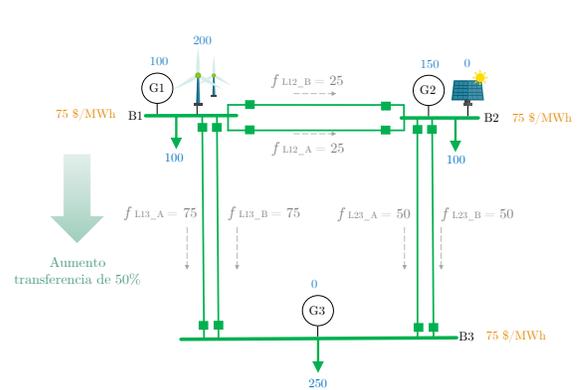
la línea L13 respectivamente, de la condición de operación 1. Esta condición de operación es donde existe un ahorro positivo (primera fila de la tabla 4.8). Las demás condiciones de operación tienen resultados idénticos para las simulaciones a criterio N-1 y N, y por lo tanto no presentan ahorros de costos (filas 2 y 3 de la tabla 4.8). Esto permite confirmar que las condiciones de análisis para el diseño de SPS en la etapa posterior solo deben considerar aquellas condiciones donde se utiliza el margen de capacidad entre la capacidad N y N-1, i.e. donde $f_{l,c} > F_l^{N-1,max}$, pues son potenciales situaciones de riesgo de sobrecargas ante contingencias. El análisis es análogo para la línea L23. En este caso, la condición de operación 2 es la que produce un beneficio económico positivo y la comparación entre la operación a criterio N-1 y N se presenta gráficamente en las figuras 4.6.c y 4.6.d respectivamente.

Tabla 4.8: Resultados de costos y ahorros totales de operación en MUSD para nivel de relajo 100 %.

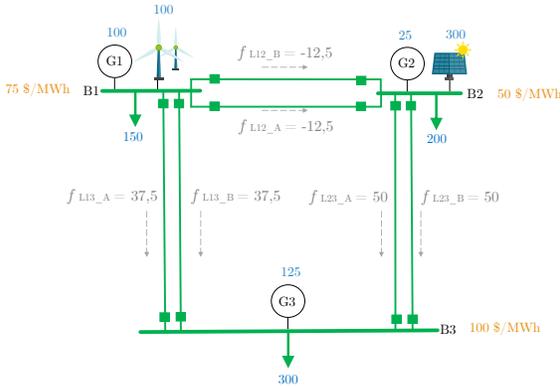
Línea relajada	Condición de operación	Costo N-1	Costo N-1 relajado	Ahorro
L13	1	29,346	20,148	9,198
L13	2	82,125	82,125	0
L13	3	69,642	69,642	0
L23	1	29,346	29,346	0
L23	2	82,125	62,415	19,71
L23	3	69,642	69,642	0



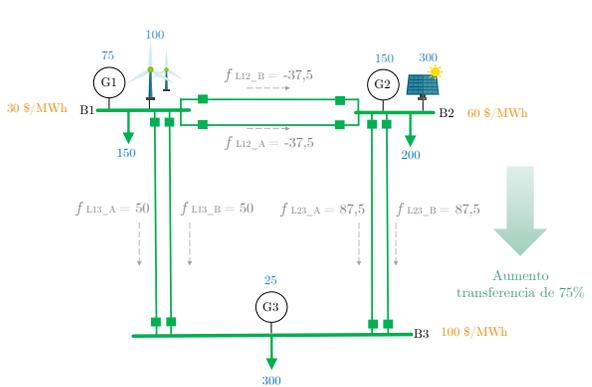
(a) Condición 1, Operación N-1 en L13.



(b) Condición 1, Operación N en L13.



(c) Condición 2, Operación N-1 en L23.



(d) Condición 2, Operación N en L23.

Figura 4.6: Condiciones de operación donde existen ahorros de costos

En el caso de L13, el relajamiento del criterio N-1 permite que G1 genere mayor energía en lugar de G3 debido a su menor costo variable de operación (30 USD/MWh en lugar de 100 USD/MWh). En el caso de L23, el aumento de capacidad permite que G2 genere mayor energía en lugar de G3 (50 USD/MWh en lugar de 100 USD/MWh). Si bien la diferencia de costos variables de los generadores G1 y G3 es mayor que la existente entre G2 y G3, el relajamiento de la línea L23 produce un mayor ahorro de costos debido a que el aumento de capacidad permite que G3 reduzca su generación en 100 MW. En el caso del relajamiento de L13 se produce una reducción de 75 MW en la generación de G3. Junto con esto, la duración del bloque donde existen transferencias por sobre la capacidad N-1, en el caso del relajamiento de L23 corresponde a un 50% del tiempo, mientras que en el caso del relajamiento de L13 corresponde a un 20% del tiempo. Estos resultados reafirman además los indicadores del análisis de congestiones, donde se obtuvo que esta línea presentaba un mayor puntaje de las métricas de nivel de carga y desacople de costos marginales.

4.2.3. Optimización de diseño de alternativas de SPS

El diseño requiere del estudio de las condiciones de operación donde se utiliza la holgura disponible al relajamiento del criterio N-1 y luego, para esas condiciones, se simulan las contingencias (salidas de circuitos) indicadas por el usuario. En este caso, se simulará la salida de todos los circuitos del sistema.

Diseño para L23

El resultado del filtro de condiciones señala que solo en la condición de operación 2 se utiliza la holgura, mientras que el análisis de contingencias indica que solo en la falla de los circuitos paralelos de la misma línea se produce una sobrecarga, es decir, en los circuitos L23_A y L23_B. Al representar gráficamente esta situación se tiene una matriz de condiciones de operación por contingencias como la presentada en la figura 4.7.

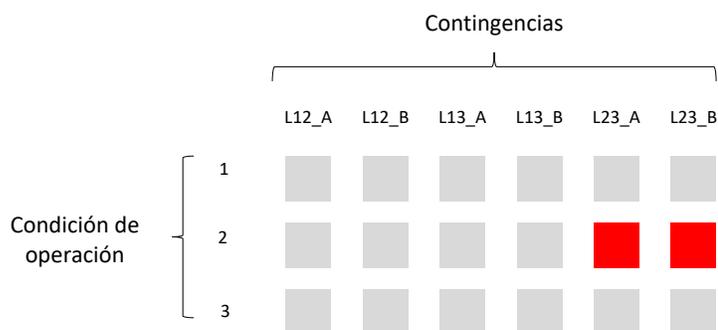


Figura 4.7: Matriz y resultados de las exigencias del diseño.

Esto significa que el diseño de SPS se realizará para las contingencias L23_A y L23_B en la condición pre-contingencia 2.

Para los costos de implementación se utilizó un valor único para todos los agentes igual a $1MUSD$. Para los costos de activación, en el caso de los generadores, se utilizan un costo diferente según la medida correctiva. Para el incremento de generación se utiliza el costo variable de generación, mientras que para la reducción y desconexión de generación se utiliza el costo de oportunidad. El costo de reducción y desconexión de demanda se considera igual a $500 USD/MWh$ (no existe demanda no flexible).

Para el mayor nivel de relajo, es decir, para la operación a criterio N, se tienen los siguientes resultados presentados en la tabla 4.9.

Tabla 4.9: Resultados diseño de SPS para L23.

Costo Total SPS	Costo Implementación SPS	Costo Activación SPS	Agentes del SPS
2,000625	2	0,000625	G2,G3

Las figuras 4.8, 4.9, 4.10 representan la evolución desde la situación pre-contingencia, contingencia y post-contingencia. En esta última condición es donde se ha aplicado la medida correctiva.

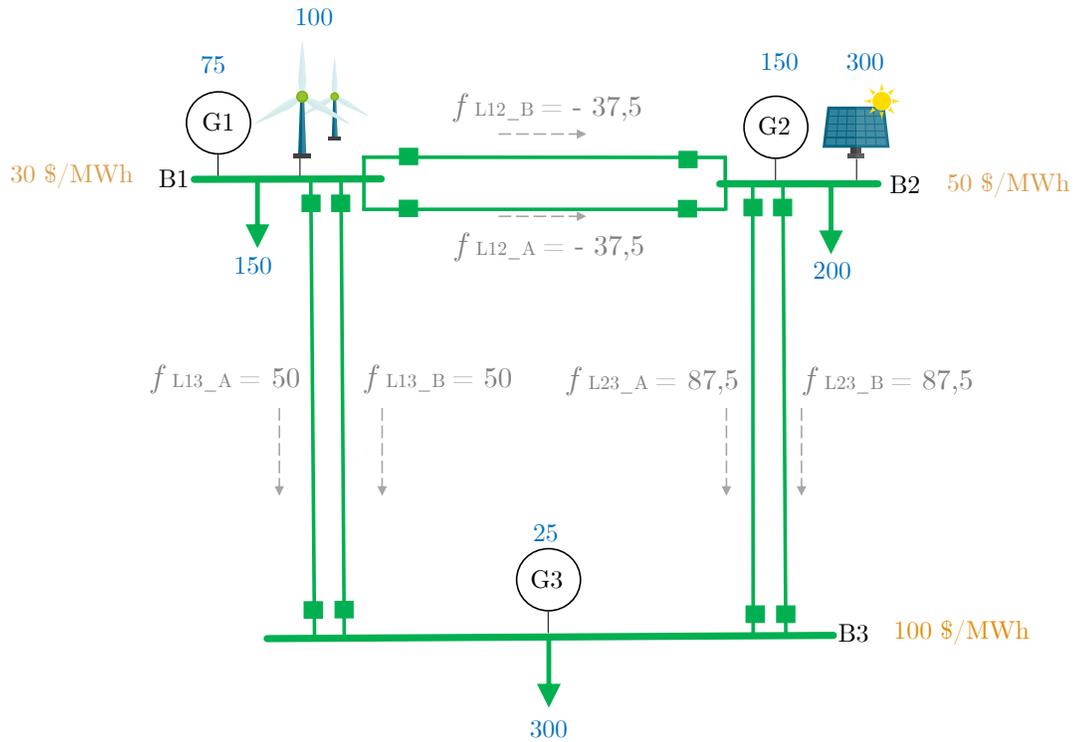


Figura 4.8: Condición pre-contingencia. Valores en MW.

La situación de falla en uno de los circuitos de la línea L23 genera una sobrecarga en el circuito que queda en servicio. En el caso de la falla del circuito L23_A, el flujo de potencia por el circuito L23_B sobrepasa su capacidad de sobrecarga en un 31,25 %.

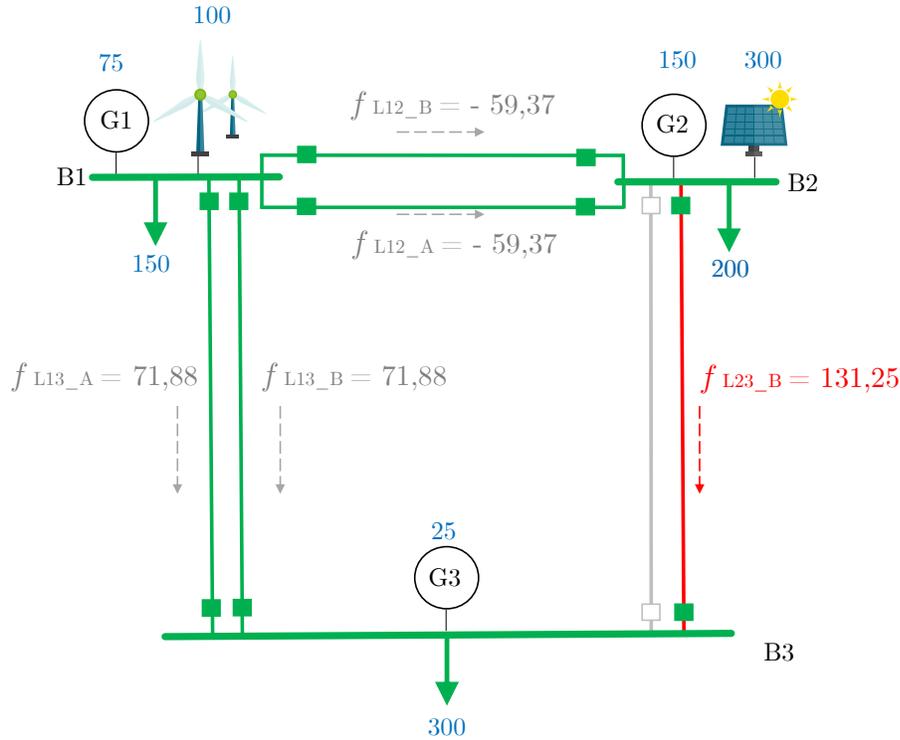


Figura 4.9: Condición contingencia: Falla en circuito L23_A. Valores en MW.

El resultado del diseño óptimo de SPS corresponde a la aplicación de las medidas correctivas por parte de los generadores convencionales G2 y G3. Estos generadores producen los menores costos de activación pues solo en esta componente se diferencian. El costo de oportunidad en el caso de $G2 = CMG - CV = 65 - 50 = 15USD/MWh$ y en el caso de $G1 = CMG - CV = 70 - 70 = 0USD/MWh$. El generador solar tiene un costo de activación de $50USD/MWh$ por lo que tiene mayor costo que G2 y por lo tanto no es el encargado de realizar la acción correctiva. Por otra parte, tanto G1 como el generador eólico no participan del esquema a pesar de tener costos de activación menores ($0USD/MWh$ y $30USD/MWh$ respectivamente). Esto es debido a que un aumento de generación de cualquiera de los dos, provocaría un aumento de la sobrecarga en L23_B, mientras que una reducción de su generación no permitiría abastecer la demanda en B1. Del lado de las cargas, dados sus costos de activación iguales a $500USD/MWh$, estas resultarían en costos mayores a cualquiera de las otras opciones, por lo tanto no participan.

La acción correctiva de G2 y G3 es una variación de su inyección en $62,5MW$. En el caso de G2, este debe reducir su inyección para disminuir el flujo por el circuito sobrecargado, mientras que G3 debe aumentar su inyección en la misma cantidad para abastecer la demanda D3. Esta acción correctiva permite restablecer el flujo por L23_B a valores permisibles, en este caso, igual a la capacidad de sobrecarga admisible. Una ilustración de las acciones correctivas y los flujos resultantes se presenta en la siguiente figura 4.10.

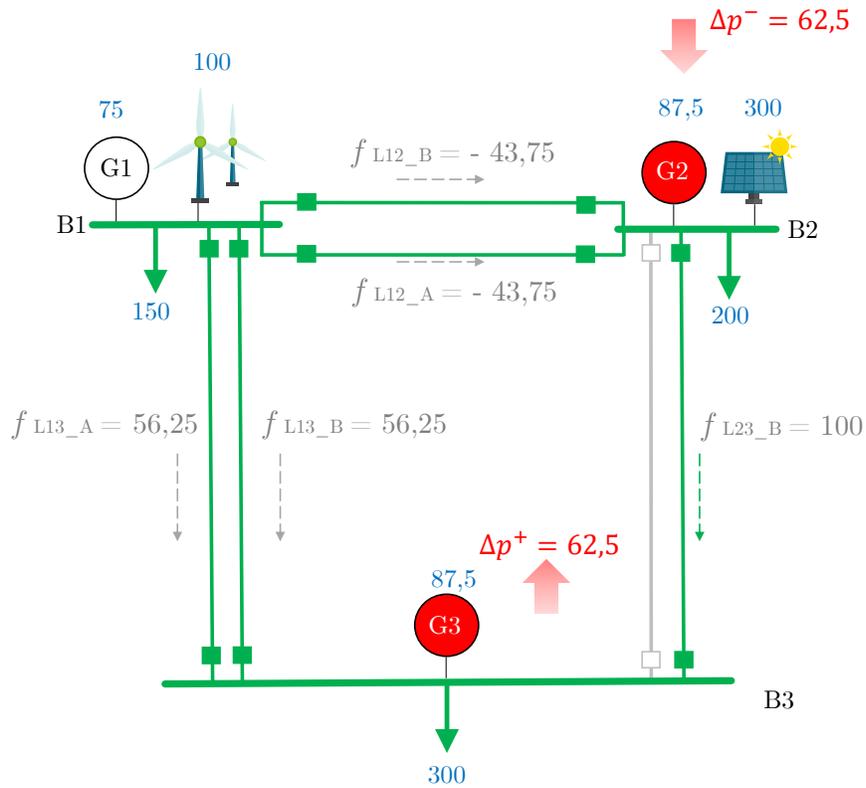


Figura 4.10: Mérida correctiva aplicada por G2 y G3. Valores en MW.

La situación anterior es análoga para el caso en que el circuito en falla es L23_A. Por otra parte, dado que las acciones correctivas en ambas situaciones son ejecutadas por los mismos generadores y con los mismos montos de reducción/aumento de inyección, entonces el SPS para un relajo de un 100% en esta línea está compuesto por los agentes G2 y G3 quienes deben disponer de un margen de 62,5 MW en las condiciones de operación de diseño, la cual en este caso particular corresponde a la condición 2.

La solución anterior obtenida corresponde al esquema de acciones correctivas para un nivel de relajo del 100% en la línea L23. En este caso, el ahorro de costos totales era de 19,71 MUSD mientras que el SPS obtenido tiene un costo de 2,0006 MUSD. Por lo tanto, el beneficio neto obtenido 17,7094 MUSD (diferencia entre ahorro de costos versus costo total del SPS) es positivo, lo cual indica que es económicamente conveniente implementar el SPS.

Diseño para L13

A continuación se presenta el resultado de la aplicación de la optimización de alternativas de SPS para L13. En este caso, la condición de operación de análisis es la condición 2. La simulación de contingencias entrega como resultado que la salida de cada circuito paralelo de la misma línea genera una sobrecarga en el circuito que queda en servicio. El resultado del diseño óptimo en este caso genera los resultados de la tabla 4.10.

Tabla 4.10: Resultados diseño de SPS para L13.

Costo Total SPS	Costo Implementación SPS	Costo Activación SPS	Agentes del SPS
2,000145	2	0,000145	G1,G3

En este caso la medida correctiva óptima está dada por los generadores G1 y G3. De manera similar al de la línea L23, esto ocurre debido a que el aumento de capacidad implica una mayor generación de G1. Ante la salida de alguno de los dos circuitos que componen la línea L13, la forma más costo efectiva es la reducción de generación de G1 y el aumento de generación de G3. Esto permite devolver las transferencias por el circuito en servicio a niveles admisibles por debajo del máximo valor de sobrecarga.

Beneficios netos para distintos niveles de relajo

Según el análisis de los corredores de interés, los ahorros de costos son distintos dependiendo del nivel de relajo. Justo con esto, los costos del diseño de SPS pueden variar según este mismo parámetro. Por tal motivo, en la figura 4.11 a continuación se presentan los resultados de ahorros, costos de SPS y beneficios netos en función del nivel de relajo en cada línea.

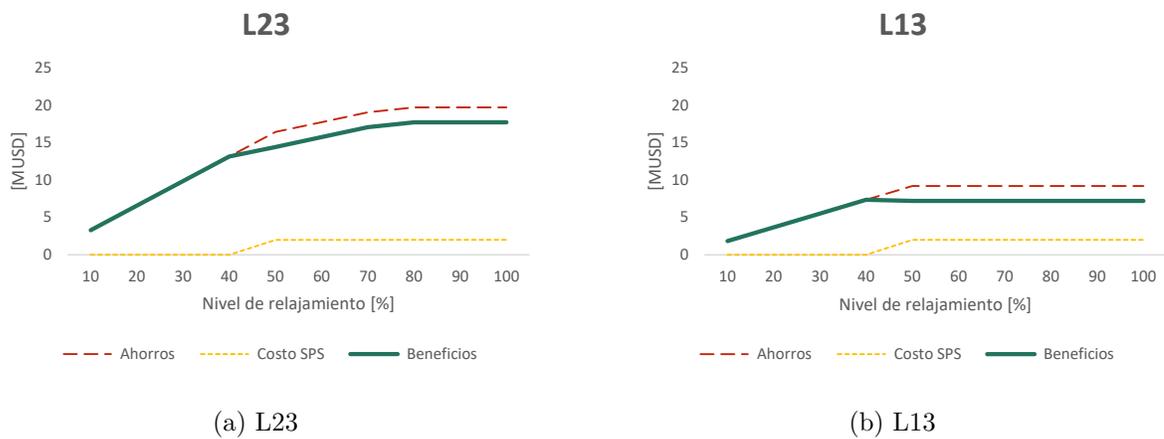


Figura 4.11: Comparación de beneficios en función de nivel de relajo.

Los resultados presentados en los gráficos de la 4.11 permiten concluir que el aumento de capacidad no siempre tiene que ser igual a todo el margen de holgura de capacidad N y $N-1$. Por ejemplo para el caso de la línea L23, es claro que a partir de un 80 % de incremento de capacidad, tanto los ahorros como los beneficios netos permanecen constantes. En el caso de L13, existe una diferencia, ya que los ahorros máximos se alcanzan en un 50 % de incremento de capacidad (ahorro de 9,198 $MUSD$) sin embargo, el mayor beneficio se alcanza en un incremento de capacidad de 40 % (7,3584 $MUSD$). Esta diferencia, si bien sutil, es sensible a las condiciones de análisis. Un ejemplo de esto se presentará en el caso 6.

Caso 2: SPS con Generadores y cargas

En los diseños anteriores solo participan los generadores. Esto ocurre debido a los costos de activación menores en comparación a los de las cargas (dinámicos en función de la condición

de operación pero de menor magnitud). Ante un escenario de mayor elasticidad de la demanda y una integración de mayor capacidad de gestión de su consumo, los costos de sus medidas correctivas deberían disminuir. Considerando un nuevo costo de activación, del orden de los costos de activación de los generadores, se obtienen diseños óptimos que utilizan las cargas. Consideremos por ejemplo un costo de activación igual a 10 *USD/MWh* para las cargas. Junto con lo anterior, se comprueba la capacidad de la herramienta de generar múltiples diseños considerando la formulación matemática que permite generar nuevas soluciones.

Para la línea L23, se realizaron 20 diseños de SPS. Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 4.11 a continuación.

Tabla 4.11: Resultados de múltiples diseños de SPS para L23.

Nombre diseño SPS	Costo Total SPS	Costo Implementación SPS	Costo Activación SPS	Agentes
SPS 1	2,000625	2	6,25E-04	G2,G3
SPS 2	2,000906	2	9,06E-04	SOLAR,G3
SPS 3	2,003125	2	0,003125	G2,D3
SPS 4	2,003406	2	0,003406	SOLAR,D3
SPS 5	2,15	2	0,15	G2,D1
SPS 6	2,150675	2	0,150675	SOLAR,D1
SPS 7	3,0006	3	6,00E-04	G1,G2,G3
SPS 8	3,0006	3	6,00E-04	G1,G2,G3
SPS 9	3,002575	3	0,002575	G1,G2,D3
SPS 10	3,00285	3	0,00285	G1,G2,D3
SPS 11	3,00285	3	0,00285	G1,G2,D3
SPS 12	3,002913	3	0,002913	SOLAR,G1,D3
SPS 13	3,001875	3	0,001875	G2,G3,D3
SPS 14	3,003159	3	0,003159	SOLAR,G1,D3
SPS 15	3,075313	3	0,075313	G2,G3,D1
SPS 16	3,075313	3	0,075313	G2,G3,D1
SPS 17	3,075313	3	0,075313	G2,G3,D1
SPS 18	3,075763	3	0,075763	SOLAR,G3,D1
SPS 19	3,075791	3	0,075791	SOLAR,G3,D1
SPS 20	3,076563	3	0,076563	G2,D1,D3

Se puede observar que los costos de cada solución de SPS son crecientes debido al criterio económico de diseño de cada uno. Estas soluciones se generan descartando combinaciones de agentes obtenidas en cada iteración de forma que la siguiente solución sea la de mínimo costo sin ninguna de las combinaciones de agentes antes obtenida. Sin embargo, la participación de uno o más integrantes de las soluciones previas sí puede estar contenida dentro de las siguientes soluciones debido a que se descarta la combinación de agentes y no participaciones individuales.

A modo ilustrativo, en la figura 4.12 se presentan las acciones correctivas realizadas por los SPS 2 y 3. Las condiciones de pre-contingencia y de contingencia corresponden a las mismas condiciones presentadas en las figuras 4.8 y 4.9 respectivamente.

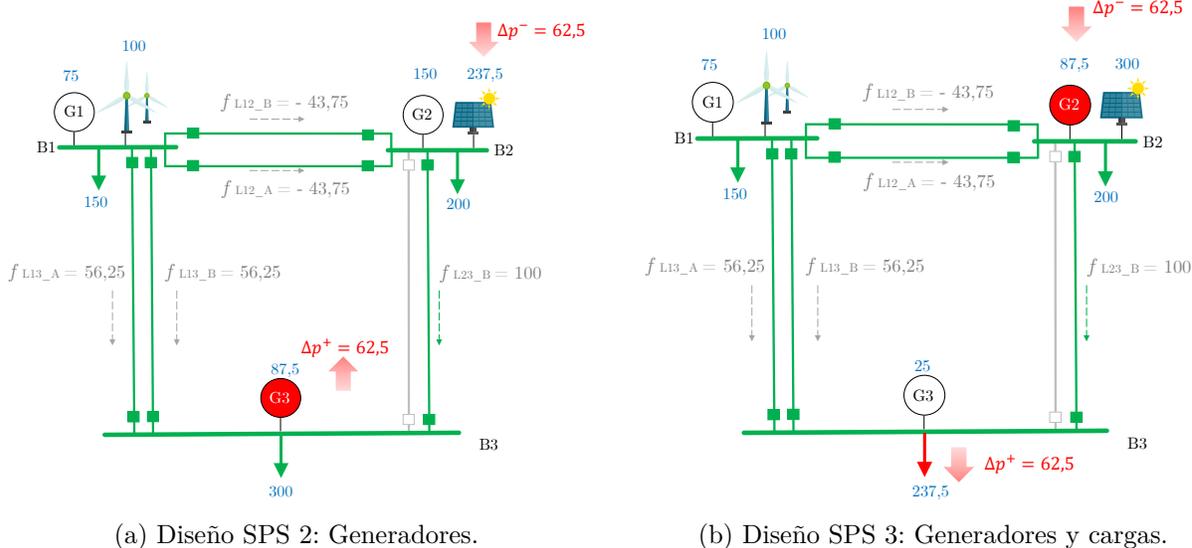


Figura 4.12: Diseños de SPS alternativos para L23

De los diseños alternativos obtenidos, se pueden observar distintos agentes que conforman cada solución. Para diseños de mayor costo, aumenta la cantidad de agentes. Esto tiene la ventaja de que disminuye el monto de la acción correctiva en cada uno, y por lo tanto, disminuyen los requerimientos del recurso ante contingencias, liberando esta capacidad para otros fines (despacho económico, servicios complementarios, etc.). Sin embargo, también puede aumentar el monto global de la acción correctiva. Por ejemplo, el caso del diseño de SPS 7 presentado gráficamente en la figura 4.13 se tiene que existen tres generadores que realizan acciones correctivas. El monto de la suma de los recursos es 150 MW. Para los diseños 2 y 3 presentados en la figura 4.12 el monto total era de 125 MW. Esto ocurre debido al efecto del enmallamiento y la redistribución de los flujos de potencia. A medida que los agentes se encuentran más distribuidos en la red, el efecto sobre la sobrecarga disminuye, de forma que se requieren mayores montos de acción correctiva en cada agente para lograr el mismo efecto que tuviera recursos más cercanos a la zona de sobrecarga. Esto implica que un diseño con más agentes si bien reduce la carga sobre la disponibilidad del recurso en cada uno para ejercer las acciones correctivas, al mismo tiempo es menos eficiente en términos globales para el sistema para el relajo de una línea en particular.

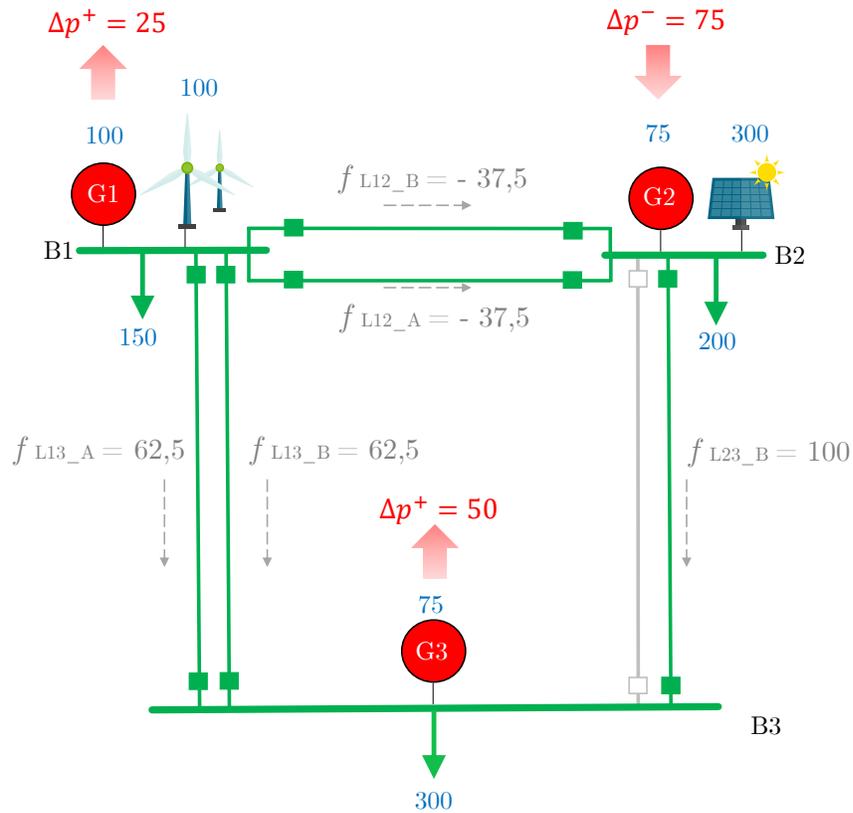


Figura 4.13: Diseño de SPS. Valores en MW.

Caso 3: SPS con participación de líneas

En el presente caso se estudia la posibilidad de las líneas del sistema de transmisión de realizar acciones correctivas. El modelo presentado permite la desconexión de circuitos de líneas. Esta acción modifica la topología del sistema y redistribuye los flujos de potencia por el resto del sistema. Un ejemplo de un diseño se presenta en la figura 4.14. En este ejemplo, existen tres agentes que ejecutan acciones correctivas: G2, G3 y L23. Al producirse la salida de uno de los circuitos de L23, el circuito en servicio permanece sobrecargado. La desconexión de este circuito permite entonces que los flujos de potencia se redistribuyan por las demás líneas del sistema que incluso mantienen bajo nivel de carga en el resto de las condiciones de operación como es el caso de L12. De esta forma, la desconexión de circuitos permite aprovechar la infraestructura de transmisión del sistema, redistribuyendo los flujos hacia aquellas líneas donde exista margen suficiente para soportar estas transferencias ante contingencias.

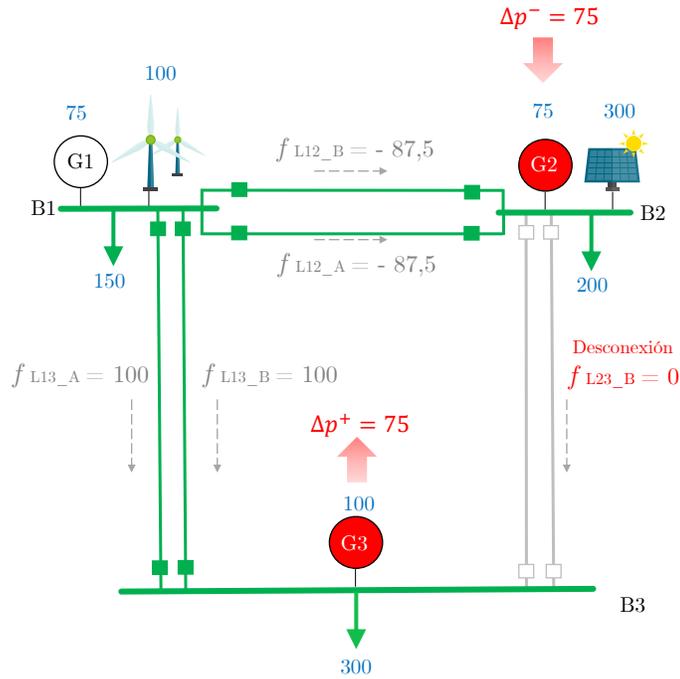


Figura 4.14: Acción correctiva con participación de líneas.

Si bien la medida permite afectivamente aliviar sobrecargas desconectando completamente circuitos o corredores enteros debido al efecto que tiene en la topología del sistema, una modificación más fina de esta topología podría permitir un control más eficiente de los flujos de potencia, reduciendo así el recurso necesario de los demás agentes del sistema (generadores, cargas y baterías). Este control podría estar dado por acciones correctivas en transformadores con cambiadores de tap bajo carga y equipos FACTS que modifiquen de forma gradual o continua la relación de impedancia equivalente de las líneas del sistema.

Caso 4: SPS con participación de baterías

En el presente caso se estudia la efectividad de la participación de sistemas de almacenamiento de energía como baterías para realizar acciones correctivas en caso de contingencias. Al sistema de estudio se agregan tres baterías ubicadas en cada uno de los nodos existentes. Cada batería se considera que ya existe dentro del sistema. El costo de implementación de la batería como parte del SPS se asume muy pequeño (0.1 MUSD) dado que es probable que este tipo de componentes participen dentro de un esquema de control más global (como control de frecuencia) por lo tanto cuenta con gran parte del equipamiento de control necesario. Dos aplicaciones de diseños de SPS con baterías se presentan en las figuras 4.15 y 4.16.

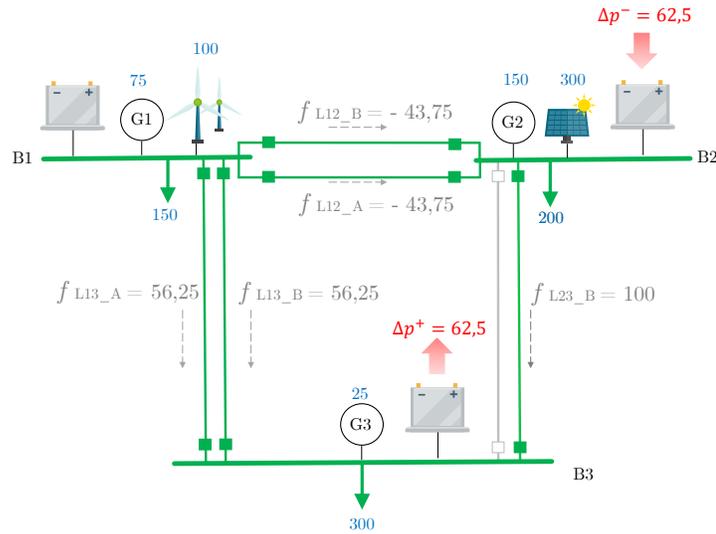


Figura 4.15: Alternativa 1 de acción correctiva con BESS.

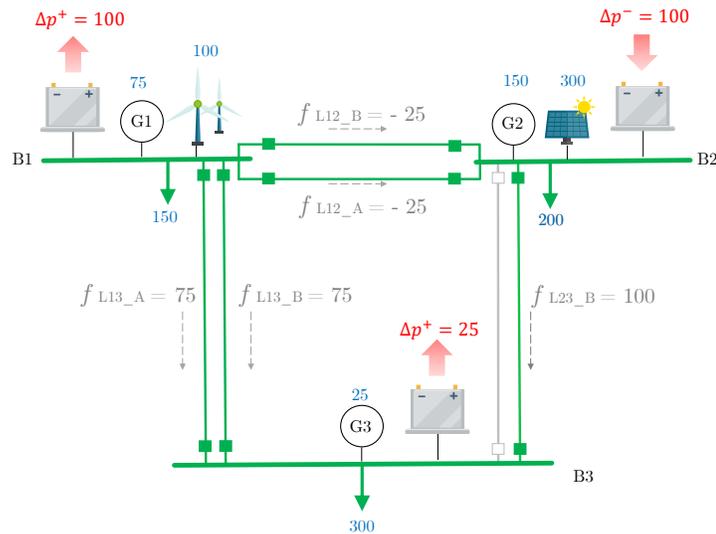


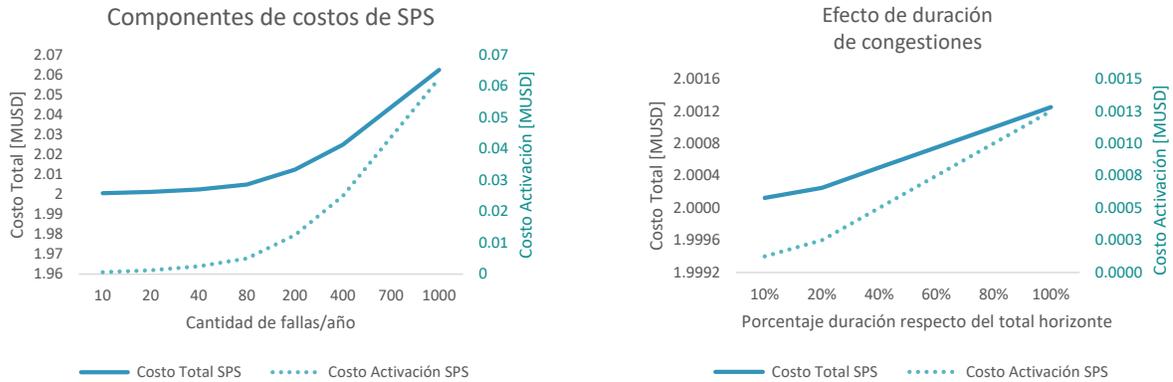
Figura 4.16: Alternativa 2 de acción correctiva con BESS.

Caso 5: Efecto de probabilidad de falla

En los diseños anteriores se ha podido verificar el desempeño de la herramienta y el sentido técnico y económico de las medidas diseñadas. Además, se han presentado los costos obtenidos en cada diseño divididos en sus componentes: implementación y activación. Si bien ambos tipos de costos son relevantes a la hora de determinar el diseño de menor costo, se observa que los costos de activación tienen un orden bastante menor de magnitud para los ejemplos presentados. Por tal motivo, en este caso se estudia el sentido económico de uno de los componentes principales que pondera la componente de activación: la probabilidad de falla.

El efecto de la probabilidad de falla de las líneas de diseño ha sido estudiado y registrado

gráficamente en la figura 4.17.a para distintos valores de fallas al año para la línea L23. De los resultados obtenidos se puede observar que los costos totales del SPS aumentan a medida que la línea de diseño registra mayor cantidad de fallas y siguen su tendencia. Esto es producto de la necesidad de ejecutar acciones correctivas con mayor frecuencia a medida que la línea es más propensa a tener fallas. Por tal motivo, se hace relevante considerar esta componente a medida que las líneas presentan mayores fallas. De manera análoga, la cantidad de condiciones donde se observan congestiones y donde se producen sobrecargas ante contingencias, es un factor que pondera la función de costos de activación a través del tiempo de duración como se puede observar de la figura 4.17.b.



(a) Efecto de cantidad de fallas en costos de SPS.

(b) Efecto del porcentaje de duración de tiempo con congestiones.

Figura 4.17: Diseños de SPS alternativos para L23

Caso 6: Efecto de tiempo de acción correctiva

La ventana de tiempo para realizar las acciones correctivas es un parámetro que afecta directamente los resultados del diseño en relación de los agentes seleccionados y el monto de sus acciones correctivas. Esto sucede debido a que a medida que la ventana de tiempo es menor, los generadores más lentos tienen menos margen para realizar reducciones o aumentos de inyección de generación. Esto afecta principalmente a generadores convencionales con una gran inercia térmica como centrales a carbón quienes tienen las rampas de toma de carga más lentas. Para el caso de generadores renovables conectados mediante inversores, la ventana de tiempo para modificar su punto de operación puede ser muy pequeña, incluso del orden de los micro o nanosegundos, por lo cual, serán los principales candidatos para actuar ante contingencias en ventanas de tiempo muy pequeñas.

El efecto del tiempo de acción correctiva se ha estudiado en el presente caso. Los resultados de la solución de SPSs óptimos para distintos tiempos se presenta en la siguiente tabla. Los costos obtenidos se presentan gráficamente en la figura 4.18.

Efecto de tiempo de acción correctiva

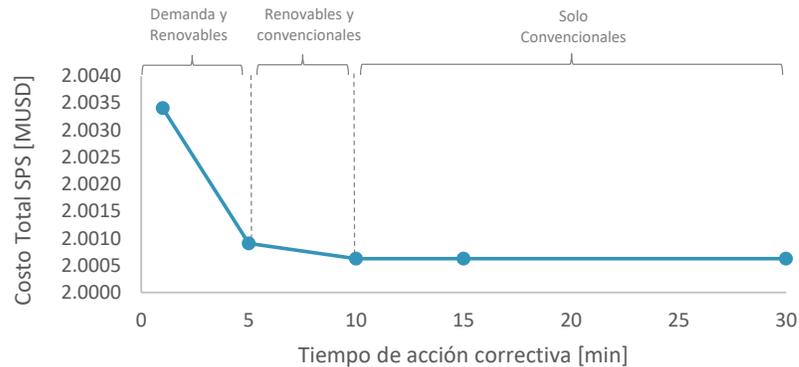


Figura 4.18: Efecto de tiempo de acción correctiva.

Se puede observar que los costos decrecen a medida que aumenta la ventana de tiempo de acción correctiva. Esto ocurre debido a que ventanas de tiempo mayores implica que aumenta la oferta de agentes que pueden realizar acciones correctivas a menor costo. Esto está dado principalmente por generadores convencionales. Por ejemplo, para ventanas de tiempo entre los 10 y 30 minutos, las acciones correctivas son realizadas por los generadores convencionales G2 y G3. Para ventanas de tiempo entre los 5 y 10 minutos, el generador renovable solar y el G2 realizan las acciones correctivas a un costo mayor. En este caso, el generador solar tiene un mayor costo pero tiene una rampa de generación mayor a la de G2, por lo cual puede cumplir con su consigna de reducción dentro de la ventana de tiempo exigida. Para ventajas entre 1 y 5 minutos, solo se pueden hacer desconexiones de demanda y reducciones de generación renovable para alcanzar a devolver las transferencias dentro del tiempo requerido. Esta exigencia implica un mayor costo del SPS debido a que los costos de activación de la desconexión de demanda son mayores a la de los generadores.

Caso 7: Enfoques del diseño

Una capacidad de la herramienta es la posibilidad de modelar distintos objetivos para el diseño de los SPS. Esto se ha definido como “enfoques” del diseño. En particular, la opción de introducir distintos cambios a los parámetros de la función objetivo permite obtener distintas alternativas de diseño donde se buscan objetivos diferentes. A continuación se presentan cuatro posibles enfoques modelados dentro de la herramienta y que pueden ser seleccionados por el usuario. El primer y segundo enfoque solo se describen debido a que han sido utilizados ampliamente en los casos presentados hasta ahora (el primer enfoque de forma directa y el segundo indirectamente al ignorar la componente de costos de activación).

Costos de Implementación y Activación

Este enfoque corresponde al utilizado hasta el momento. Aquí se minimizan los costos de implementación del equipamiento necesario para que los agentes puedan realizar las acciones correctivas (equipos de acción, control, comunicación, etc.) y los costos de activación que dependen de la profundidad de la acción correctiva y podrían depender de la condición de operación (costos de oportunidad).

Costos de Implementación

En este enfoque se ignora la componente de los costos de activación. Esto puede corresponder a casos donde no existan pagos asociados a acciones correctivas en caso de contingencias extremas que pongan en riesgo la estabilidad del sistema. Esto simplifica bastante el problema al ignorar una componente que depende de la cantidad de contingencias de análisis y condiciones de operación.

Mínima coordinación

Una alternativa de diseño puede ser minimizar la cantidad de agentes que componen el SPS. Esta alternativa entonces reemplaza los costos de implementación y activación por valores unitarios que permiten contar la cantidad de agentes, con el fin de lograr la menor cantidad de actores dentro del SPS. El resultado de la aplicación de este enfoque al caso de estudio se presenta en la figura 4.19 donde se puede ver que la cantidad de agentes es dos, lo cual en la mayoría de los casos será la mínima cantidad para rebalancear el sistema.

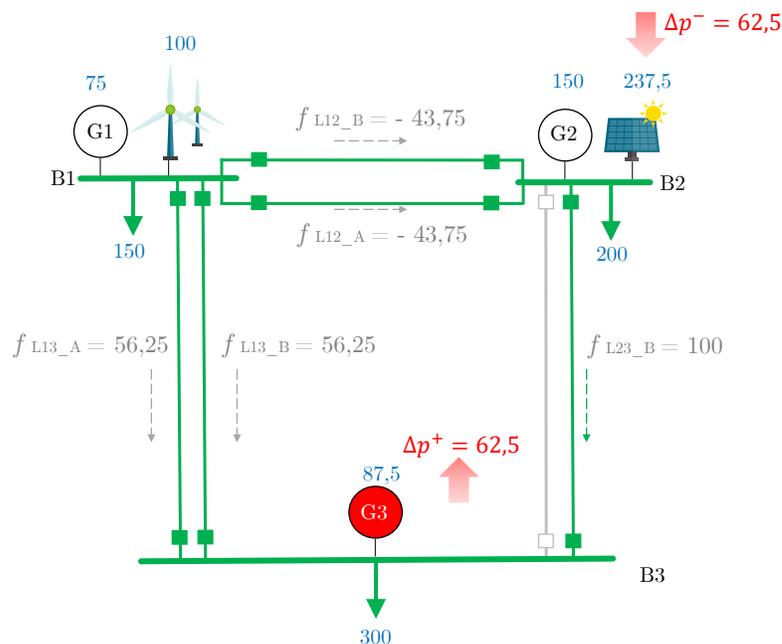


Figura 4.19: Resultado mediante enfoque de mínima coordinación.

El ejemplo presentado muestra una forma de cumplir con la mínima cantidad de agentes para rebalancear un sistema. Si bien esto cumple con el objetivo del enfoque, también pueden haber limitaciones sobre el monto de la acción correctiva. En un mercado los agentes pueden ofrecer ciertas ofertas para participar dentro de un esquema, sin tener necesariamente claridad

respecto de cuando y donde realizarán las acciones correctivas. Por tanto, una forma de complementar sus ofertas puede ser mediante un monto máximo para participar. Es decir, en el caso de los generadores, su oferta puede consistir, por ejemplo, en un monto máximo de 50 MW para desconexión o reducción de generación. En el caso de la demanda, podrían estar dispuestas a reducir su consumo en un monto máximo del mismo u otro valor. De esta forma, se introduce una restricción que limita la cantidad máxima del monto de la acción correctiva según el tipo de agente. Un ejemplo de aplicación del enfoque de mínima coordinación y un monto de acción correctiva máxima de 50 MW se presenta en la figura 4.20.

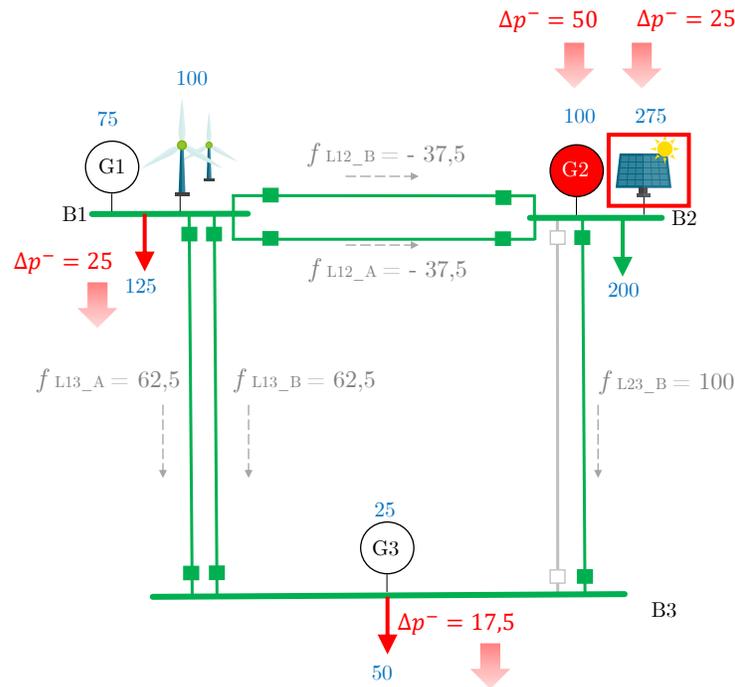


Figura 4.20: Resultado mediante enfoque de mínima coordinación. Acción correctiva máxima = 50 MW.

Como se puede observar, en este ejemplo claramente el resultado difiere de la aplicación del enfoque de mínima coordinación sin limitaciones de montos máximos. En este último ejemplo, aumenta la cantidad de agentes de 2 a 4, sin embargo, el monto máximo de reducción de G2 y D3 disminuye a 50 MW, a diferencia del ejemplo anterior donde era 62.5 MW. Esta diferencia es ejercida por el generador solar y D1, quienes realizan una reducción de su generación y consumo respectivamente de 25 MW. La diferencia ocurre dado que la participación de D1 provoca que los flujos se redistribuyan en forma distinta al ejemplo anterior, lo cual se debe compensar con un aumento en el monto total del esquema. Esto es un detalle importante pues el sistema comienza a requerir mayores montos de acciones correctivas a medida que participan más agentes debido al efecto de la redistribución de los flujos de potencia cuando se modifican los puntos de operación de los componentes del sistema.

Máxima diversificación

Otra alternativa es lo contrario del caso anterior: maximizar la cantidad de agentes que conforman el SPS. Esto es útil para disminuir el requerimiento de los agentes y a la vez permitir que más actores puedan ejercer acciones correctivas. En este caso, la formulación se

debe complementar necesariamente con una opción del usuario que indica el monto máximo permitido para las acciones correctivas. Un ejemplo de este enfoque se presenta en la figura 4.21 donde se ha utilizado un monto máximo de acción correctiva igual a 40 MW.

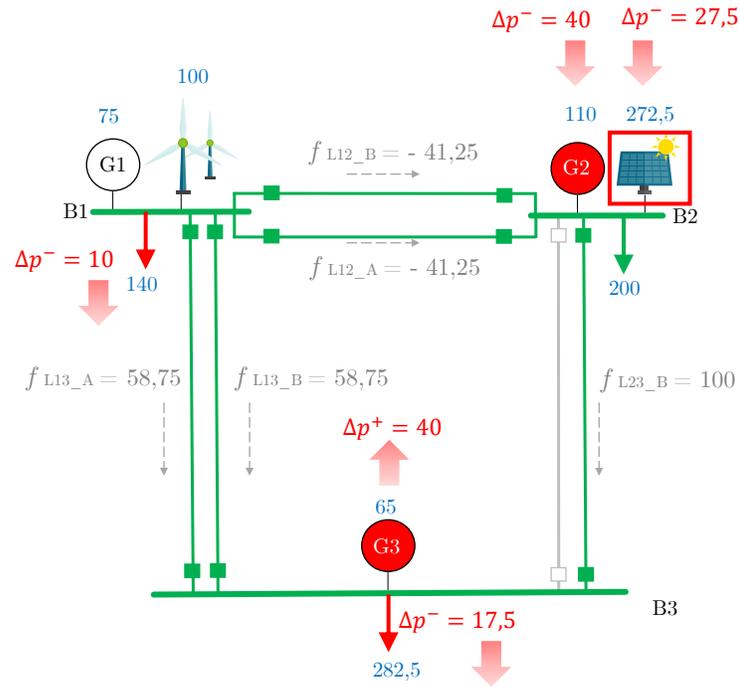


Figura 4.21: Resultado mediante enfoque de máxima participación. Limitación de monto máximo = 40 MW.

Como se puede ver, el aumento de los agentes que participan trae consigo un aumento de los montos totales de las acciones correctivas. En este ejemplo el monto total es de 135 MW lo cual es mayor al caso base de 125 MW. Si bien esta diferencia pareciera no ser demasiado, esto ocurre debido a la limitación de monto máximo. Al no limitar esta cantidad y utilizar el enfoque de máxima diversificación se obtiene el resultado de la figura 4.22 donde aumentan la cantidad de agentes, los montos individuales y el monto total (400 MW).

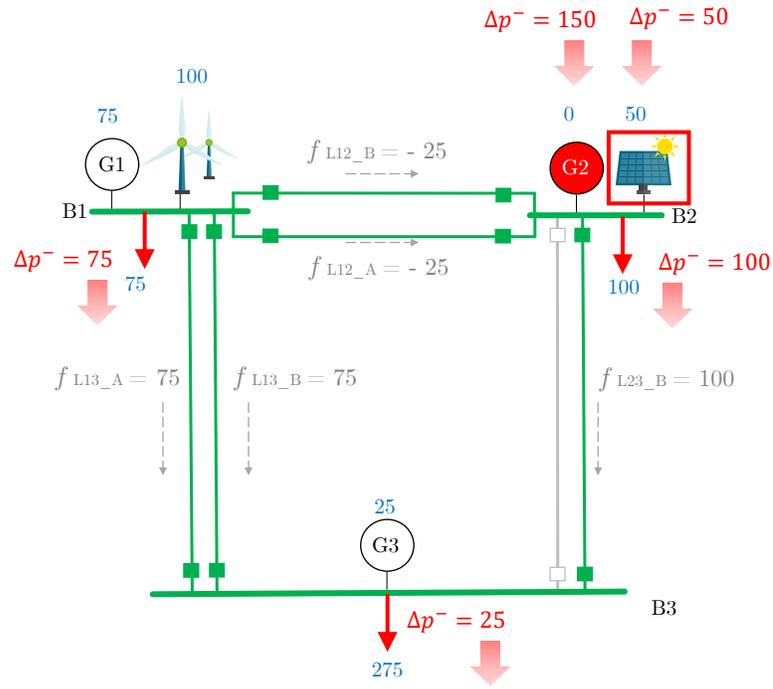


Figura 4.22: Resultado mediante enfoque de máxima participación. Sin limitación de monto máximo.

Capítulo 5

Caso de Estudio: Sistema Eléctrico Chileno

5.1. Descripción general

El presente capítulo muestra la aplicación de la metodología en la red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile utilizado en el proceso de Planificación de la Expansión de la Transmisión (PET). Este sistema simplificado del SEN consta de 227 barras, 328 líneas y 2148 centrales. El corredor de estudio corresponde al subsistema de 500 kV que interconecta el antiguo Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). En la figura 5.1 se presenta la situación descrita.

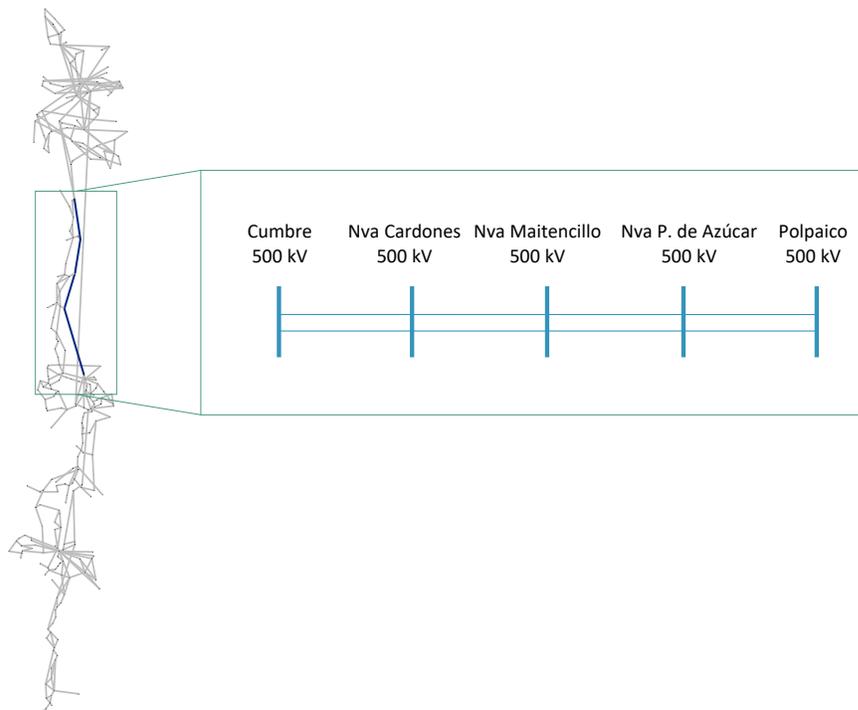


Figura 5.1: Corredor de estudio del SEN. Fuente: Elaboración propia.

El corredor de estudio está compuesto por las líneas presentadas en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Líneas del corredor de estudio.

Nombre	Capacidad N-1 (Estabilidad)[MW]	Capacidad N (Térmico)[MW]
NvaMaitencillo500->NvaCardones500	1700	4712
NvaPAzucar500->NvaMaitencillo500	1760	4712
Polpaico500->NvaPAzucar500	1800	4712
NvaCardones500->Cumbre500	1500	6008

Los parámetros de capacidad fueron obtenidos desde el Estudio de Restricciones del Sistema de Transmisión (ERST) [202]. Este estudio determina las restricciones del sistema considerando los escenarios de operación más críticos ante contingencias simples desde el punto de vista de la seguridad y calidad de servicio. Para esto, se evalúan las limitaciones por capacidad térmicas y de estabilidad de tensión, frecuencia, transitoria y permanente, de acuerdo con las exigencias del capítulo 5 de la NTSyCS.

Los resultados de este estudio muestran que una causa de la limitación de capacidad de este corredor es por problemas de estabilidad de tensión, lo cual limita la capacidad de cada corredor a valores entre un 25 y un 38 % de la capacidad térmica. Por lo tanto, para aumentar la capacidad de transmisión de este corredor se requiere resolver previamente este problema. Para este estudio, se asumirá que existe un equipamiento o estrategia que se hace cargo de los problemas de estabilidad de tensión, y por lo tanto, es posible aumentar la capacidad de transferencia a valores por sobre este límite.

5.2. Resultados de aplicación de la metodología

Para la estimación de ahorros de costos, se realizó una simulación de la operación económica considerando la aplicación del criterio N-1 estricto en todas las líneas del sistema, y luego se realizaron nuevas simulaciones considerando aumentos de capacidad del mismo valor para las cuatro líneas que conforman el corredor. La figura 5.2 presenta los costos de operación obtenidos para los años 2025, 2026 y 2027 para aumentos de capacidad en pasos de 250 MW hasta 3000 MW. Las simulaciones fueron realizadas en PLP.

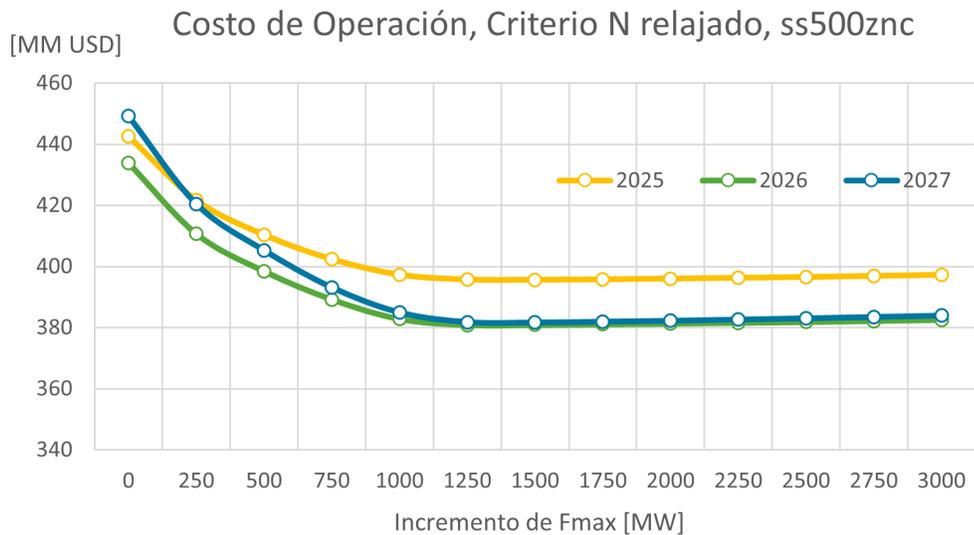


Figura 5.2: Costos de Operación del SEN para distintos aumentos de capacidad del corredor de 500 kV de estudio. Fuente: Elaboración propia.

Se puede observar que los costos de operación disminuyen a medida que se incrementa la capacidad de transmisión, el cual es el comportamiento esperado. De la misma forma, se produce una reducción de los costos de operación a partir de ciertos niveles de incremento de capacidad. Estos ahorros son mayores al principio y del orden de 30 a 20 MMUSD. Los ahorros totales se presentan en la tabla 5.2.

Tabla 5.2: Ahorros en MM USD totales para distintos aumentos de capacidad.

Aumento de capacidad [MW]	2025	2026	2027
250	20,855	23,106	28,743
500	32,181	35,339	43,907
750	40,159	44,579	56,054
1000	45,220	50,950	64,231
1250	46,813	52,919	67,401
1500	46,884	52,905	67,538
1750	46,737	52,691	67,266
2000	46,512	52,468	66,960
2250	46,251	52,212	66,564
2500	45,989	51,957	66,169
2750	45,631	51,596	65,724
3000	45,272	51,235	65,279

De los resultados anteriores, se puede observar que a partir de 1250 MW los ahorros incrementales disminuyen de forma drástica en comparación a los aumentos anteriores de capacidad. En la tabla 5.3 se presentan los resultados de la identificación de condiciones de

operación por sobre condición N-1 para el horizonte 2024-2027 para un aumento de capacidad de 1000 MW del corredor de estudio.

Tabla 5.3: Condiciones de análisis para un aumento de capacidad de 1000 MW.

Año	Condiciones de Análisis
2024	1050
2025	1246
2026	1346
2027	1392

Debido al tamaño del problema, se siguió un procedimiento heurístico para reducir la cantidad de agentes candidatos. Se dividió el análisis en dos segmentos, el primero consiste en el análisis de las condiciones en el rango 0-250 MW, y el segundo en el rango 250-1000 MW. Cada problema se resolvió por separado considerando todos los agentes del sistema, incluyendo centrales de expansión del sistema. No se consideró line-switching como medida correctiva. La unión del conjunto solución de cada rango se tomó como conjunto factible para el problema original. Con esto se logró reducir de 867 a 17 agentes candidatos, pudiendo resolver el problema en aproximadamente 19 horas en un computador Intel Core i7-9700 3.00 GHz. El costo total del SPS obtenido fue de 14,7834 MM USD considerando un costo de 1 MMUSD como costo de implementación y los mismos costos de activación del caso de validación. En la tabla 5.4 se presentan los agentes que conforman el SPS y el monto requerido (máximo valor de la acción correctiva ejecutada).

Tabla 5.4: Solución de diseño de SPS para año 2024.

Nombre Agente	Tipo	Monto Acción Correctiva
FV_CAMPOS_DEL_SOL	Generador	321,09
FV_LLANOS_DE_CHOCOLATE	Generador	323,96
FV_AR_KIMAL	Generador	183,39
FV_CAMPOS_DEL_SOL_II	Generador	317,55
FV_ROMERO	Generador	196,00
FV_CEME_1_I	Generador	198,00
EOL_TCHAMMA	Generador	155,40
IE_MEJILLONES	Generador	187,50
CANUTILLAR	Generador	150,00
SOLAR_FV_SING_23	Generador	232,80
Quillota220	Demanda	210,62
CerroNavia110	Demanda	665,11
ElSalto110	Demanda	546,30
Miraflores110	Demanda	128,11

El diseño obtenido consiste en una combinación de recursos de generación y demanda. En la figura 5.3 se presenta la ubicación relativa de los agentes respecto al corredor de estudio.

Las acciones correctivas están orientadas a la desconexión de generación aguas arriba del corredor y la desconexión de demanda aguas abajo para reducir el flujo de potencia en el corredor y mitigar la sobrecarga. Debido a que los costos de activación suelen ser nulos en el caso de las centrales solares y eólicas, estas constituyen la mayor parte de los agentes (57%), dentro de las cuales se destaca la inclusión de un proyecto de expansión solar. Además, existe una central térmica (IE Mejillones) y una central hidroeléctrica (Canutillar). Esta última interviene cuando se reduce la generación en la zona centro de forma que la demanda debe ser abastecida por generadores ubicados aguas abajo de la zona en contingencia. Esto de hecho modifica el sentido de los flujos de potencia pues la demanda en las zonas ubicadas alrededor de Valdivia son abastecidas por generados aguas abajo, modificando el sentido del flujo de norte a sur por un nuevo sentido de sur a norte. El último de los generadores de la tabla 5.4 corresponde a una representación de la expansión de la generación esperada en la barra Pozo Almonte 220. En la práctica el uso de este generador puede ser reemplazado por la integración de un conjunto de generadores conectados barras cercanas como Pozo Almonte 110 y Nueva Pozo Almonte 220. Esto se debe a que el efecto en la redistribución de los flujos será similar que la aplicación en la barra original. Desde el lado de la demanda, existen cuatro demandas que realizan acciones de reducciones y/o desconexiones del consumo. Se observa un monto de desconexión alto para Cerro Navia y el Salto debido a la concentración de la demanda en esta zona del sistema.

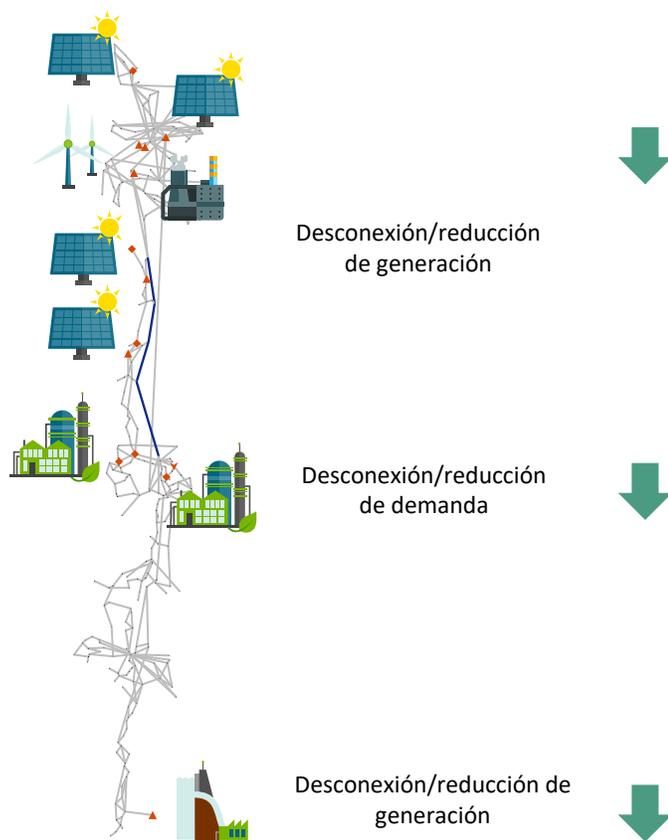


Figura 5.3: Ubicación de agentes que conforman el diseño de SPS para el año 2024. Fuente: Elaboración propia.

El ahorro de costos obtenidos para el año 2024 y para un aumento de capacidad de 1000 MW es de 45,220 MMUSD mientras que el costo del SPS es de 14,7834 MMUSD, por lo que el beneficio es de 30,4366 MMUSD, es decir, es conveniente la instalación del SPS.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

6.1. Conclusiones del trabajo

Los SPSs son elementos que incorporan flexibilidad a los sistemas eléctricos mediante la ejecución de acciones correctivas ante contingencias. Esta capacidad facilita el cumplimiento de los desafíos actuales de los sistemas eléctricos y el cambio climático, donde la transición a una matriz energética basada en fuentes renovables que permitan alcanzar reducir la huella de carbono es necesaria para mantener una relación amigable con el medio ambiente. La revisión bibliográfica permitió encontrar una brecha para la integración de los SPSs como elementos de aporte de flexibilidad en la operación y planificación de los sistemas eléctricos. El diseño de soluciones de SPS no ha sido abordada desde una perspectiva de largo o mediano plazo, si no más bien desde la operación cercana al tiempo real (intradiario). Esta propuesta permite abordar el diseño de alternativas en un horizonte de más largo plazo y desde una forma sistémica, donde en principio pueden participar todos los agentes del sistema. Se propuso un marco metodológico para encontrar corredores del sistema de transmisión que presenten congestiones y con el fin de reducir los costos de operación totales mediante el relajo de la aplicación del criterio N-1. La implementación de la propuesta se materializó en una herramienta con interfaz de usuario que permite la personalización de múltiples parámetros que determinan las características del diseño. Esta herramienta forma parte de DeepEdit, el cual es una plataforma diseñada para la simulación y análisis de sistemas eléctricos de potencia que además facilita la integración de nuevos modelos de análisis técnicos y económicos, visualización de redes, administración de bases de datos, entre otros.

Se aplicó la metodología propuesta en una red de tres nodos para validar el desarrollo realizado. Se planteó un diseño de pruebas consistente en distintas pruebas con objetivos diferentes, con el fin de validar los aspectos principales de la herramienta. Dentro de estas pruebas se buscó comprobar la integración de distintos agentes en la conformación del SPS tales como generadores, cargas, baterías y circuitos de líneas. Los resultados mostraron la validez y consistencia de los resultados con lo esperado, y comprobó la funcionalidad de la herramienta para ejecutar la aplicación de la metodología.

Se aplicó la metodología propuesta en una red del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) chileno que es usada para realizar la planificación de la expansión de la transmisión. En esta red se estudió el relajo del criterio N-1 en el principal corredor en 500 kV que interconecta el antiguo Sistema Interconectado Central (SIC) y el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING). Los resultados muestran que existe un ahorro de 45,220 MMUSD al permitir un incremento de capacidad de 1000 MW, mientras que el costo del SPS obtenido es de 14,7834

MMUSD, por lo que el beneficio es de 30,4366 MMUSD, es decir, lo cual refleja la conveniencia de instalación del SPS. Sin embargo se advierte que es necesario incorporar elementos que permitan levantar la restricción de estabilidad que en este caso limita la aplicación del criterio N-1 por aspectos térmicos. Estos elementos podrían ser sistemas de almacenamientos y/o equipos FACTS, lo cual en caso de ser considerado solamente como parte del SPS podría revertir la pertinencia económica de relajar el criterio N-1 en este corredor dependiendo de los costos involucrados. La solución encontrada considera agentes ubicados en distintas zonas del país, por lo que requiere la coordinación y comunicación de estos agentes desde una entidad centralizada. Además, requiere la reducción de demanda ubicada en la zona central del país, por lo que es necesario estudiar la factibilidad de esta reducción, la cual puede estar incentivada por programas de participación de la demanda. Un aspecto importante a considerar es el horizonte de resolución del problema. Si bien en este caso se consideró la resolución de un año, esto podría modificarse según el tipo de implementación de estos esquemas. Para la integración en un proceso de planificación en un caso donde se desee evitar el efecto del retraso de la puesta en servicio de nuevas líneas de transmisión, o si se desea desplazar la inversión para años posteriores, este horizonte debe ser capaz de cubrir aquella diferencia de tiempo.

Como se ha visto, la propuesta permite replantear la forma en que típicamente se implementan estos esquemas. La experiencia en Chile muestra que la instalación de estos esquemas tiene un carácter local donde son ciertos agentes específicos los que conforman el SPS, y generalmente este corresponde a una iniciativa privada proveniente de los mismos beneficiarios del aumento de capacidad. En cambio, la propuesta planteada en este trabajo permite obtener soluciones de carácter global, pues considera en principio, la posibilidad de participación de todos los agentes del sistema. Incluso este principio ya existe en la legislación europea como se presentó en la revisión bibliográfica, y es algo característico de las soluciones de áreas grandes (Wide-Area) o sistémicas (System-Wide). Esta característica por cierto se ve beneficiada por el avance en las telecomunicaciones y sistemas de medición más precisos.

6.2. Trabajo futuro

Los resultados de la aplicación al caso chileno sirvieron para demostrar la capacidad de la metodología de ser extendida a un caso realista y para obtener una primera aproximación de las soluciones esperadas. Sin embargo, la aplicación de la metodología en el caso chileno puede ser extendida para cubrir más años y nuevos escenarios. Además, esta aplicación requiere un análisis de sensibilidad de distintos factores tales como costos de desconexión de demanda, tiempos de accionamiento de SPS, costos de implementación y activación, entre otros.

Un enfoque interesante es incluir la perspectiva privada dentro del diseño de SPS. Esto quiere decir, modelar el interés que tendría un agente privado para ser parte del SPS. Una forma de lograr esto es mediante la modificación de la función objetivo y la determinación de los beneficios. Cuando se relaja la aplicación del criterio N-1 en un tramo/corredor en particular, existen beneficios para el sistema debido a una disminución de los costos totales de operación y también existen otros agentes que se benefician de tener una mayor capacidad de transmisión disponible. Esto último puede ser muy importante para ciertos generadores que teniendo mayor capacidad de transmisión, pueden inyectar más energía al sistema y aumentar sus utilidades (si fuera el caso). De esta forma, este generador pudiera estar interesado en tener mayor capacidad de transmisión disponible y formar parte de un SPS. Eventualmente esto pudiera despertar el interés de otros agentes quienes se vean beneficiados de igual forma

y en conjunto formar parte del SPS.

Además, es necesario estudiar el efecto de la integración de otros componentes del sistema de potencia que aumentan su flexibilidad tales como equipos FACTS y otros sistemas de almacenamiento tales como centrales de bombeo; también es importante estudiar el grado de flexibilidad que presentarán nuevos agentes ante el surgimiento de ciudades inteligentes y sustentables, es decir, la integración masiva de electromovilidad y los efectos de la digitalización en la red. Otro aspecto importante a estudiar es una forma de integrar en la metodología una forma de estudiar los efectos que tienen las medidas correctivas en indicadores cuasiestáticos, como por ejemplo los niveles de tensión. Dada la escala del problema, se pueden utilizar sistemas equivalentes que permitan reducir ciertas zonas o subsistemas que no deberían participar del esquema de acciones correctivas. Esta simplificación permitiría integrar al problema simulaciones con flujos AC en lugar de flujos DC, de forma tal de obtener resultados que cumplan los criterios de desempeño de los niveles de tensión.

Lo anterior también abre la puerta hacia diseños que contemplen otros objetivos, como por ejemplo, según lo expuesto en la guía IEEE, problemas de desviaciones de voltaje en lugar de sobrecargas. Otro elemento a considerar para profundizar en el diseño de SPS según lo propuesto, se relaciona con los tiempos de ejecución del problema de optimización. Cada condición a resolver puede tener una o más alternativas de acciones correctivas. Cuando se resuelve un número considerable de condiciones de forma simultánea, por ejemplo uno o más años en un sistema eléctrico con cientos de barras y agentes, el problema puede tardar muchas horas o días en ser resuelto. Esto ocurre principalmente por tratarse de un problema con mucha simetría, lo cual a medida que aumenta el tamaño del problema, dificulta el proceso de convergencia del problema de optimización. Para afrontar este problema existen al menos dos enfoques posibles. El primero consiste en reformular el problema de optimización, buscando la eficiencia en la cantidad de variables y restricciones. Por ejemplo, reduciendo la cantidad de variables binarias (se podría utilizar una misma variable binaria para la reducción y desconexión de generación), añadiendo restricciones para reducir la simetría del problema, o realizar una formulación nueva donde se utilicen menos variables. Una alternativa de esta formulación nueva es el uso de los factores generalizados de distribución de generación o Generalized Shift Distribution Factor (GSDF). Dado que el problema consiste en disminuir el flujo por una o más líneas en contingencia, entonces el problema se puede reducir a buscar las acciones correctivas tales que se produzca una variación incremental igual o mayor a la diferencia entre el flujo en el estado de contingencia y el valor máximo admisible (capacidad $N-1$). El uso de los GSDF permite obtener una medida de esta variación del flujo en función de las variaciones de las inyecciones netas en los distintos nodos del sistema y las características topológicas del sistema. Un segundo enfoque para mejorar los tiempos de ejecución consiste en reducir la cantidad de condiciones de operación de análisis mediante técnicas de clusterización o de elección de peores escenarios. La primera alternativa consiste en agrupar las condiciones de operación según el grado de similitud que tengan las variables que se utilicen para su agrupamiento. Por ejemplo, se pueden agrupar utilizando la generación de cada unidad, es decir, cada muestra es un vector de NG componentes. Otras variables complementarias pueden ser la demanda y los flujos por las líneas. Esta alternativa requiere de un alto grado de sintonización del tipo de agrupamiento (y sus parámetros respectivos), de las métricas de distancia, y de los índices que se utilicen para definir un agrupamiento óptimo. Para este trabajo también se realizaron esfuerzos para agrupar las condiciones, sin embargo, por lo señalado anteriormente, se decidió dejarlo para un trabajo posterior. La alternativa de peores escenarios consiste en definir un criterio para seleccionar ciertas condiciones que correspondan

a las más críticas de todo el universo de condiciones de análisis. El grado de criticidad puede estar en función de la cantidad de agentes disponibles, i.e. menores agentes en servicio indican una condición más difícil de resolver. También puede estar en función del nivel de sobrecarga de la línea, tipo de hidrología, disponibilidad de renovables, etc.

Bibliografía

- [1] Gobierno de Chile, “Estrategia climática de largo plazo de Chile, camino a la carbono neutralidad y resiliencia a más tardar al 2050,” rep. tec., 2021.
- [2] Ministerio de Energía, “Agenda de energía 2022-2026,” rep. tec., 2022.
- [3] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Reporte de sostenibilidad,” rep. tec., 2021.
- [4] Odetoeye, O. A., Ibikunle, F. A., Olulope, P. K., Onyemenam, J. O., y Okeke, U. N., “Large-scale solar power in Nigeria: The case for floating photovoltaics,” en 2022 IEEE Nigeria 4th International Conference on Disruptive Technologies for Sustainable Development (NIGERCON), IEEE, 2022, doi:10.1109/nigercon54645.2022.9803156.
- [5] Babatunde, O., Munda, J., y Hamam, Y., “Power system flexibility: A review,” Energy Reports, vol. 6, pp. 101–106, 2020, doi:10.1016/j.egy.2019.11.048.
- [6] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Reducciones de energía eólica y solar en el sen julio 2022,” rep. tec., 2022.
- [7] Vergnol, A., Sprooten, J., Robyns, B., Rioux, V., y Deuse, J., “Line overload alleviation through corrective control in presence of wind energy,” Electric Power Systems Research, vol. 81, pp. 1583–1591, 2011, doi:10.1016/j.epsr.2011.03.008.
- [8] Muller, S. C., Osthus, M., Rekowski, C., Hager, U., y Rehtanz, C., “Techno-economic evaluation of corrective actions for efficient attainment of (n-1)-security in operation and planning,” en 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2013, doi:10.1109/pesmg.2013.6672676.
- [9] Leeuwen, T. V., “Impact of flexible transmission assets on day-to-day transmission grid operation under uncertainties,” (Bonn, Germany), VDE, 2017.
- [10] Valencia, F., Palma-Behnke, R., Ortiz-Villalba, D., De La Quintana, A., Rahmann, C., y Cifuentes, R., “Special protection systems: Challenges in the Chilean market in the face of the massive integration of solar energy,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 32, no. 1, pp. 575–584, 2017, doi:10.1109/TPWRD.2016.2558518.
- [11] Madani, V., Novosel, D., Horowitz, S., Adamiak, M., Amantegui, J., Karlsson, D., Imai, S., y Apostolov, A., “IEEE PSRC report on global industry experiences with system integrity protection schemes (SIPS),” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, pp. 2143–2155, 2010, doi:10.1109/TPWRD.2010.2046917.
- [12] Wang, Y.-J., Liu, C.-W., y Liu, Y.-H., “A PMU based special protection scheme: a case study of Taiwan power system,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 27, no. 3, pp. 215–223, 2005, doi:https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2004.09.008.
- [13] IEEE, “IEEE Guide for Engineering, Implementation, and Management of System In-

- tegrity Protection Schemes,” IEEE Std C37.250-2020, pp. 1–71, 2020, [doi:10.1109/IEEESTD.2020.9120373](https://doi.org/10.1109/IEEESTD.2020.9120373).
- [14] Stadler, J. y Renner, H., “Application of dynamic REI reduction,” 2013 4th IEEE/PES Innovative Smart Grid Technologies Europe, ISGT Europe 2013, pp. 1–5, 2013, [doi:10.1109/ISGTEurope.2013.6695311](https://doi.org/10.1109/ISGTEurope.2013.6695311).
- [15] Chen, C.-R., Tsai, W.-T., y Chen, H.-Y., “System simulation and implementation of SIPS in taiwan,” Mathematical Problems in Engineering, vol. 2014, pp. 1–10, 2014, [doi:10.1155/2014/184020](https://doi.org/10.1155/2014/184020).
- [16] Morison, K., Wang, L., y Kundur, P., “Power system security assessment,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 2, pp. 30–39, 2004, [doi:10.1109/mpae.2004.1338120](https://doi.org/10.1109/mpae.2004.1338120).
- [17] Abdi-Khorsand, M., Sahraei-Ardakani, M., y Al-Abdullah, Y. M., “Corrective transmission switching for n-1-1 contingency analysis,” IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–1, 2016, [doi:10.1109/tpwrs.2016.2614520](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2614520).
- [18] Henville, C., “SIPS and stretched power systems,” en 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, IET, 2010, [doi:10.1049/cp.2010.0273](https://doi.org/10.1049/cp.2010.0273).
- [19] Winter, W. y LeReverend, B., “Operational performance of bulk electricity system control aids,” Electra, no. 123, pp. 97–101, 1989.
- [20] Anderson, P. y LeReverend, B., “Industry experience with special protection schemes,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1166–1179, 1996, [doi:10.1109/59.535588](https://doi.org/10.1109/59.535588).
- [21] Madani, V., Novosel, D., Horowitz, S., Adamiak, M., Amantegui, J., Karlsson, D., Imai, S., y Apostolov, A., “Ieee psrc report on global industry experiences with system integrity protection schemes (sips),” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 25, no. 4, pp. 2143–2155, 2010, [doi:10.1109/TPWRD.2010.2046917](https://doi.org/10.1109/TPWRD.2010.2046917).
- [22] McTaggart, C., Cardenas, J., Lopez, A., y Bone, A., “Improvements in power system integrity protection schemes,” en 10th IET International Conference on Developments in Power System Protection (DPSP 2010). Managing the Change, IET, 2010, [doi:10.1049/cp.2010.0274](https://doi.org/10.1049/cp.2010.0274).
- [23] Alhelou, H. H., Abdelaziz, A. Y., y Siano, P., eds., Wide Area Power Systems Stability, Protection, and Security. Springer International Publishing, 2021, [doi:10.1007/978-3-030-54275-7](https://doi.org/10.1007/978-3-030-54275-7).
- [24] Rajalwal, N. K. y Ghosh, D., “Recent trends in integrity protection of power system: A literature review,” International Transactions on Electrical Energy Systems, vol. 30, 2020, [doi:10.1002/2050-7038.12523](https://doi.org/10.1002/2050-7038.12523).
- [25] Horowitz, S., Novosel, D., Madani, V., y Adamiak, M., “System-wide protection,” IEEE Power and Energy Magazine, vol. 6, no. 5, pp. 34–42, 2008, [doi:10.1109/mpe.2008.927473](https://doi.org/10.1109/mpe.2008.927473).
- [26] Ohura, Y., Suzuki, M., Yanagihashi, K., Yamaura, M., Omata, K., Nakamura, T., Mitamura, S., y Watanabe, H., “A predictive out-of-step protection system based on observation of the phase difference between substations,” IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 5, no. 4, pp. 1695–1704, 1990, [doi:10.1109/61.103664](https://doi.org/10.1109/61.103664).

- [27] Hoseinzadeh, B. y Bak, C. L., “Centralized coordination of emergency control and protection system using online outage sensitivity index,” *Electric Power Systems Research*, vol. 163, pp. 413–422, 2018, [doi:10.1016/j.epsr.2018.07.016](https://doi.org/10.1016/j.epsr.2018.07.016).
- [28] Lopez, J. A. y nan Lu, C., “Adaptable system integrity protection scheme considering renewable energy sources output variations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 35, pp. 3459–3469, 2020, [doi:10.1109/tpwrs.2020.2975280](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2020.2975280).
- [29] Iliceto, F., “System integrity protection schemes in the 400 kv transmission network of turkey,” *International Conference on Power System Protection and Automation*, University of Rome, TEİAŞ, and Schweitzer Engineering Laboratories, Inc., 2018.
- [30] Zhang, Y., Raoufat, M. E., y Tomsovic, K., *Remedial Action Schemes and Defense Systems*, pp. 1–10. John Wiley & Sons, Ltd, 2016, [doi:https://doi.org/10.1002/9781118755471.sgd032](https://doi.org/10.1002/9781118755471.sgd032).
- [31] North American Electric Reliability Corporation, “Special protection systems (sps) and remedial action schemes (ras): Assessment of definition, regional practices, and application of related standards,” rep. tec., 3353 Peachtree Road NE, Suite 600, North Tower, Atlanta, GA 30326, 2013.
- [32] Sykes, J., Hu, Y., Adamiak, M., Apostolov, A., Dac-Phuoc, B., Deronja, A., Ebrecht, J., Henneberg, G., Imai, S., Madani, V., Miller, D., Quintana, A. D. L., Vandiver, B., Whittaker, R., Zubair, M., y Ward, S., “IEEE/PES PSRC report on design and testing of selected system integrity protection schemes,” en *2014 67th Annual Conference for Protective Relay Engineers*, IEEE, 2014, [doi:10.1109/cpre.2014.6799039](https://doi.org/10.1109/cpre.2014.6799039).
- [33] Cong, Y., Regulski, P., Wall, P., Osborne, M., y Terzija, V., “On the use of dynamic thermal-line ratings for improving operational tripping schemes,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 31, pp. 1891–1900, 2016, [doi:10.1109/tpwrd.2015.2502999](https://doi.org/10.1109/tpwrd.2015.2502999).
- [34] Kou, G., Phelps, K., Deverick, J., Brandis, R., McVey, M., Valdez, A., LaVigne, R., Reynolds, A., Diong, M., y VanSant, P., “Load rejection overvoltage of utility-scale distributed solar generation,” *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 35, pp. 2113–2116, 2020, [doi:10.1109/tpwrd.2019.2951949](https://doi.org/10.1109/tpwrd.2019.2951949).
- [35] Robak, S., Machowski, J., y Gryspanowicz, K., “Automatic alleviation of overloads in transmission network by generation curtailment,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, pp. 4424–4432, 2018, [doi:10.1109/tpwrs.2017.2775799](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2017.2775799).
- [36] Ali, M., Zakariya, M., Asif, M., y Ullah, A., “TCP/IP based intelligent load management system in micro-grids network using MATLAB/simulink,” *Energy and Power Engineering*, vol. 04, no. 04, pp. 283–289, 2012, [doi:10.4236/epe.2012.44038](https://doi.org/10.4236/epe.2012.44038).
- [37] Shokooh, F., Dai, J., Shokooh, S., Taster, J., Castro, H., Khandelwal, T., y Donner, G., “An intelligent load shedding (ILS) system application in a large industrial facility,” en *Fourtieth IAS Annual Meeting. Conference Record of the 2005 Industry Applications Conference*, 2005., IEEE, [doi:10.1109/ias.2005.1518342](https://doi.org/10.1109/ias.2005.1518342).
- [38] Hedman, K. W., Oren, S. S., y O’Neill, R. P., “A review of transmission switching and network topology optimization,” en *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1–7, 2011, [doi:10.1109/PES.2011.6039857](https://doi.org/10.1109/PES.2011.6039857).
- [39] Glavitsch, H., “Switching as means of control in the power system,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 7, no. 2, pp. 92–100, 1985, [doi:](https://doi.org/10.1016/0263-2232(85)90001-0)

[https://doi.org/10.1016/0142-0615\(85\)90014-6](https://doi.org/10.1016/0142-0615(85)90014-6).

- [40] Mazi, A. A., Wollenberg, B. F., y Hesse, M. H., “Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, no. 8, pp. 53–53, 1986, [doi:10.1109/MPER.1986.5527806](https://doi.org/10.1109/MPER.1986.5527806).
- [41] Schnyder, G. y Glavitsch, H., “Security enhancement using an optimal switching power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, no. 2, pp. 674–681, 1990, [doi:10.1109/59.54580](https://doi.org/10.1109/59.54580).
- [42] Shao, W. y Vittal, V., “Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 4, pp. 1877–1885, 2005, [doi:10.1109/TPWRS.2005.857931](https://doi.org/10.1109/TPWRS.2005.857931).
- [43] Shao, W. y Vittal, V., “Bip-based opf for line and bus-bar switching to relieve overloads and voltage violations,” en *2006 IEEE PES Power Systems Conference and Exposition*, pp. 2090–2095, 2006, [doi:10.1109/PSCE.2006.296267](https://doi.org/10.1109/PSCE.2006.296267).
- [44] Bacher, R. y Glavitsch, H., “Loss reduction by network switching,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, no. 2, pp. 447–454, 1988, [doi:10.1109/59.192895](https://doi.org/10.1109/59.192895).
- [45] Fliscounakis, S., Zaoui, F., Simeant, G., y Gonzalez, R., “Topology influence on loss reduction as a mixed integer linear programming problem,” en *2007 IEEE Lausanne Power Tech*, pp. 1987–1990, 2007, [doi:10.1109/PCT.2007.4538622](https://doi.org/10.1109/PCT.2007.4538622).
- [46] Soonee, S. K., Raghuram, P. R., y Kumar, S. P., “Special system protection schemes in southern region power system - a case study,” *Power Grid Corporation of India LTD*, 2002.
- [47] Mazi, A. A., Wollenberg, B. F., y Hesse, M. H., “Corrective control of power system flows by line and bus-bar switching,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 1, no. 3, pp. 258–264, 1986, [doi:10.1109/tpwrs.1986.4334990](https://doi.org/10.1109/tpwrs.1986.4334990).
- [48] Shao, W. y Vittal, V., “New algorithm for relieving overloads and voltage violations by transmission line and bus-bar switching,” en *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, IEEE, 2004, [doi:10.1109/psce.2004.1397509](https://doi.org/10.1109/psce.2004.1397509).
- [49] Shao, W. y Vittal, V., “Corrective switching algorithm for relieving overloads and voltage violations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, pp. 1877–1885, 2005, [doi:10.1109/tpwrs.2005.857931](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2005.857931).
- [50] Kanlaya, P. y Hoonchareon, N., “Combined bus splitting and line bypassing for short-circuit currents limitation,” en *2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, IEEE, 2013, [doi:10.1109/ecticon.2013.6559599](https://doi.org/10.1109/ecticon.2013.6559599).
- [51] Namchoat, S. y Hoonchareon, N., “Optimal bus splitting for short-circuit current limitation in metropolitan area,” en *2013 10th International Conference on Electrical Engineering/Electronics, Computer, Telecommunications and Information Technology*, IEEE, 2013, [doi:10.1109/ecticon.2013.6559530](https://doi.org/10.1109/ecticon.2013.6559530).
- [52] Pijnenburg, P. y Saleh, S. A., “The bus-split method for residential load aggregation,” en *2017 IEEE/IAS 53rd Industrial and Commercial Power Systems Technical Conference (I&CPS)*, IEEE, 2017, [doi:10.1109/icps.2017.7945113](https://doi.org/10.1109/icps.2017.7945113).
- [53] Liang, X. y Chung, C. Y., “Bus split algorithm for aggregation of induction motors

- and synchronous motors in dynamic load modeling,” en 49th IEEE/IAS Industrial & Commercial Power Systems Technical Conference, IEEE, 2013, doi:10.1109/icps.2013.6547342.
- [54] Zbunjak y Kuzle, “System integrity protection scheme (SIPS) development and an optimal bus-splitting scheme supported by phasor measurement units (PMUs),” *Energies*, vol. 12, p. 3404, 2019, doi:10.3390/en12173404.
- [55] Wang, L., Chiang, H.-D., y Lou, W., “Bus-bar splitting on enhancing static voltage stability for the base and contingency cases,” en 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), IEEE, 2020, doi:10.1109/ei250167.2020.9346961.
- [56] Kundur, P., “Power system stability,” *Power system stability and control*, vol. 10, 2007.
- [57] Barthold, L. O., “Technical limits to transmission system operation,” EPRI EL-5859, Final Report, Electric Power Research Institute, 1988.
- [58] Shelton, M., Winkelman, P., Mittelstadt, W., y Bellerby, W., “Bonneville power administration 1400-mw braking resistor,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 94, no. 2, pp. 602–611, 1975, doi:10.1109/T-PAS.1975.31888.
- [59] Rahim, A. y Alamgir, D., “A closed-loop quasi-optical dynamic braking resistor and shunt reactor control strategy for transient stability (of synchronous generators),” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 3, pp. 879–886, 1988, doi:10.1109/59.14536.
- [60] Kosterina, E., Arestova, A., Balabin, M., Grobovoy, A., Cherkaoui, R., y Germond, A. J., “The use of special tools for emergency control in the russian far east power grid,” en 2008 Joint International Conference on Power System Technology and IEEE Power India Conference, IEEE, 2008, doi:10.1109/icpst.2008.4745362.
- [61] Turner, S., “Black start generator protection considerations,” en 2010 63rd Annual Conference for Protective Relay Engineers, IEEE, 2010, doi:10.1109/cpre.2010.5469492.
- [62] Wang, W., Gong, C., Zhang, Z., Wang, L., Huang, L., Lin, Y., Liang, G., y Zhang, D., “Research on waste-to-energy plant as black start-up power source for megacity power grid,” en 2020 IEEE 4th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2), IEEE, 2020, doi:10.1109/ei250167.2020.9347260.
- [63] Li, G., Zhao, C., Zhang, X., y Li, G., “Research on "soft start-up."of VSC-HVDC in power system restoration after blackouts,” en 2007 2nd IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications, IEEE, 2007, doi:10.1109/iciea.2007.4318748.
- [64] Zhou, M., Li, S., Zhang, J., Liu, Z., y Li, Y., “A study on the black start capability of VSC-HVDC using soft-starting mode,” en 2009 IEEE 6th International Power Electronics and Motion Control Conference, IEEE, 2009, doi:10.1109/ipemc.2009.5157514.
- [65] Shui, H., He, A., Xu, J., Hu, Z., y Zhang, L., “Study on black-start scheme of MMC-HVDC system with a large scale wind farm,” en 2019 14th IEEE Conference on Industrial Electronics and Applications (ICIEA), IEEE, 2019, doi:10.1109/iciea.2019.8834116.
- [66] Pavlovsky, V., Steliuk, A., Lenga, O., Zaychenko, V., y Vyshnevskiy, M., “Frequency stability simulation considering underfrequency load shedding relays, special protection automatics and AGC software models,” en 2017 IEEE Manchester PowerTech, IEEE, 2017, doi:10.1109/ptc.2017.7981043.

- [67] Tsai, W.-T. y Chen, C.-R., “An special protection system implementation-based on an isolated and longitudinal power system,” en 2004 International Conference on Power System Technology, 2004. PowerCon 2004., IEEE, [doi:10.1109/icpst.2004.1460187](https://doi.org/10.1109/icpst.2004.1460187).
- [68] Miller, Timothy J. E., Reactive power control in electric systems. New York: Wiley-Interscience, 1982.
- [69] Anderson, P. M. y LeReverend, B. K., “Industry experience with special protection schemes,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 11, no. 3, pp. 1166–1179, 1996, [doi:10.1109/59.535588](https://doi.org/10.1109/59.535588).
- [70] Kincic, S. y Papic, M., “Impact of series compensation on the voltage profile of transmission lines,” en 2013 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2013, [doi:10.1109/pesmg.2013.6672105](https://doi.org/10.1109/pesmg.2013.6672105).
- [71] Miller, J., Brunet-Watson, M., y and, J. L., “Review of series compensation for transmission lines,” rep. tec., PSC North America – Power Networks, 2014.
- [72] Hoq, M. T. y Taylor, N., “Distance protection of series capacitor compensated lines: Practical considerations, industrial status and development,” Electricity, vol. 2, pp. 168–186, 2021, [doi:10.3390/electricity2020011](https://doi.org/10.3390/electricity2020011).
- [73] Lee, Y. y Song, H., “A reactive power compensation strategy for voltage stability challenges in the korean power system with dynamic loads,” Sustainability, vol. 11, p. 326, 2019, [doi:10.3390/su11020326](https://doi.org/10.3390/su11020326).
- [74] Pipelzadeh, Y., Chaudhuri, B., Green, T., Strbac, G., y Moreno, R., “An assessment of transient assistive measures using HVDC for special protection schemes: case on the GB transmission system,” en 10th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2012), Institution of Engineering and Technology, 2012, [doi:10.1049/cp.2012.1947](https://doi.org/10.1049/cp.2012.1947).
- [75] Raju, N., Rajapakse, A., Fernando, I., y Diakiw, D., “Wide area synchrophasor measurements based ac/dc integrated remedial action scheme for overload prevention,” en 15th IET International Conference on AC and DC Power Transmission (ACDC 2019), Institution of Engineering and Technology, 2019, [doi:10.1049/cp.2019.0038](https://doi.org/10.1049/cp.2019.0038).
- [76] Li, X., Xu, Y., Zhang, H., y Gao, Z., “Control and protection system design of zhangbei VSC-HVDC grid,” en 2021 6th Asia Conference on Power and Electrical Engineering (ACPEE), IEEE, 2021, [doi:10.1109/acpee51499.2021.9436994](https://doi.org/10.1109/acpee51499.2021.9436994).
- [77] McDermit, D., Shipp, D. D., Dionise, T. J., y Lorch, V., “Medium voltage switching transient induced potential transformer failures prediction, measurement and practical solutions,” en 48th IEEE Industrial & Commercial Power Systems Conference, IEEE, 2012, [doi:10.1109/icps.2012.6229608](https://doi.org/10.1109/icps.2012.6229608).
- [78] Park, R., “Fast turbine valving,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-92, pp. 1065–1073, 1973, [doi:10.1109/tpas.1973.293673](https://doi.org/10.1109/tpas.1973.293673).
- [79] Cushing, E., Drechsler, G., Kilgoar, W., Marshall, H., y Stewart, H., “Fast valving as an aid to power system transient stability and prompt resynchronization and rapid reload after full load rejection,” IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems, vol. PAS-90, pp. 2517–2527, 1971, [doi:10.1109/tpas.1971.292864](https://doi.org/10.1109/tpas.1971.292864).
- [80] Bhatt, N., “Field experience with momentary fast turbine valving and other special stability controls employed at AEP's rockport plant,” IEEE Transactions on Power

- Systems, vol. 11, no. 1, pp. 155–161, 1996, doi:10.1109/59.486092.
- [81] Yoon, D.-H., Jang, G., y Moon, Y.-H., “A study of the application of fast valving and braking resistor for an intelligent SPS,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 53, pp. 818–823, 2013, doi:10.1016/j.ijepes.2013.05.049.
- [82] PHADKE, A. G., WALL, P., DING, L., y TERZIJA, V., “Improving the performance of power system protection using wide area monitoring systems,” *Journal of Modern Power Systems and Clean Energy*, vol. 4, pp. 319–331, 2016, doi:10.1007/s40565-016-0211-x.
- [83] Ree, J. D. L., Centeno, V., Thorp, J. S., y Phadke, A. G., “Synchronized phasor measurement applications in power systems,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 1, pp. 20–27, 2010, doi:10.1109/tsg.2010.2044815.
- [84] Fernandez, E., Albizu, I., Bedialauneta, M. T., Mazon, A. J., y Leite, P. T., “Review of dynamic line rating systems for wind power integration,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 53, pp. 80–92, 2016, doi:10.1016/j.rser.2015.07.149.
- [85] “Ontario’s Power System overview of sector roles.” <https://www.ieso.ca/en/Learn/Ontario-Power-System/Overview-of-Sector-Roles>. Accessed: 2021-12-30.
- [86] “Ontario’s Power System market rules & manuals library.” <https://www.ieso.ca/en/Sector-Participants/Market-Operations/Market-Rules-And-Manuals-Library>. Accessed: 2021-12-30.
- [87] Independent Electricity System Operator (IESO), “Market rules for the ontario electricity market,” 2021.
- [88] European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E), “ENTSO-E Mission Statement who we are.” <https://www.entsoe.eu/about/inside-entsoe/objectives/>. Accessed: 2021-12-30.
- [89] North American Electric Reliability Corporation (NERC), 2022, <https://www.nerc.com/AboutNERC/Pages/default.aspx>. Accessed: 2021-12-30.
- [90] North American Electric Reliability Corporation (NERC), *Transmission System Planning Performance Requirements TPL-001-4*.
- [91] Transpower, “The system operator role,” 2022, <https://www.transpower.co.nz/system-operator/operational-information/remedial-action-schemes-ras>. Accessed: 2022-02-15.
- [92] Transpower, “Remedial action schemes (ras),” 2022, <https://www.transpower.co.nz/system-operator/operational-information/remedial-action-schemes-ras>. Accessed: 2022-02-15.
- [93] Electricity Authority Te Mana Hiko, “Electricity industry participation code,” 2021, <https://www.ea.govt.nz/>. Accessed: 2022-02-15.
- [94] Transpower, “Pr-oc-204 security constraints process,” p. 25, 2020.
- [95] Shahidehpour, M., Tinney, F., y Fu, Y., “Impact of security on power systems operation,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 93, pp. 2013–2025, 2005, doi:10.1109/jproc.2005.857490.
- [96] Zobaa, A. F., Aleem, S. H. E. A., y Abdelaziz, A. Y., *Classical and Recent Aspects of Power System Optimization*. Elsevier, 2018, doi:10.1016/c2016-0-03379-x.

- [97] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz, “Energiewirtschaftsgesetz,” rep. tec., 2019.
- [98] Gomes, P., Cardoso-Junior, G., y Sardinha, S., “Brazilian experience with system protection schemes,” Cigre. Session 2004 C2-210, 2004.
- [99] Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), “Submódulo 7.5 implantação de sistemas especiais de proteção,” rep. tec., 2020.
- [100] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Quiénes Somos - Comisión Nacional de Energía.”, <https://www.cne.cl/quienes-somos/>. Accessed: 2021-08-31.
- [101] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio para Sistemas Medianos,” p. 183, 2020.
- [102] Comisión Nacional de Energía (CNE), “Informe de definición de servicios complementarios,” rep. tec., 2020.
- [103] Cardenas, J., Lopez, A., Lopez, A., Ruiz, J., Koksall, F., Aycin, H., y Iliceto, F., “Implementation of a special protection system (sps) in the interconnection between the turkish and entso-e power systems to counteract propagation of major disturbances,” 2011.
- [104] Atighechi, H., Po Hu, Jun Lu, Guihua Wang, y Ebrahimi, S., “A fast load shedding remedial action scheme using real-time data for bc hydro system,” en 2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1–5, 2016, [doi:10.1109/PESGM.2016.7741911](https://doi.org/10.1109/PESGM.2016.7741911).
- [105] Ghahremani, E., Heniche-Oussedik, A., Perron, M., Racine, M., Landry, S., y Akremi, H., “A detailed presentation of an innovative local and wide-area special protection scheme to avoid voltage collapse: From proof of concept to grid implementation,” IEEE Transactions on Smart Grid, vol. 10, no. 5, pp. 5196–5211, 2019, [doi:10.1109/TSG.2018.2878980](https://doi.org/10.1109/TSG.2018.2878980).
- [106] Varghese, M., Jin, L., Ghosh, S., Lin, G., y Pek, B., “The caiso experience of implementing automated remedial action schemes in energy management systems,” en 2009 IEEE Power Energy Society General Meeting, pp. 1–5, 2009, [doi:10.1109/PES.2009.5275849](https://doi.org/10.1109/PES.2009.5275849).
- [107] Lee, C.-H. y Hsieh, S.-C., “Lessons learned from the power outages on 29 july and 21 september 1999 in taiwan,” IEE Proceedings - Generation, Transmission and Distribution, vol. 149, no. 5, p. 543, 2002, [doi:10.1049/ip-gtd:20020530](https://doi.org/10.1049/ip-gtd:20020530).
- [108] ElectraNet, “Sa energy transformation rit-t special protection scheme,” 2019.
- [109] Revista Electricidad, “Esquemas especiales de protección: claves para garantizar la seguridad y operación del sistema,” Revista Electricidad, no. 208, p. 32, 2017, <https://www.revistaiei.cl/informes-tecnicos/esquemas-especiales-de-proteccion-claves-para-garantizar-la-seguridad-y-operacion-del-sistema/>.
- [110] De La Quintana, Alfredo, “Special protection schemes, protección de redes eléctricas.” Conecta, 2011.
- [111] Synex, ElectroNet, Mercados Energéticos Consultores, “Estudio medidas de reforzamiento de seguridad en el sistema eléctrico, criterio (N-1),” rep. tec., 2011.
- [112] Fouad, A. A., Ghafurian, A., Nodehi, K., y Mansour, Y., “Calculation of generation-shedding requirements of the b.c. hydro system using transient energy functions,” IEEE

Power Engineering Review, vol. PER-6, pp. 31–32, 1986, [doi:10.1109/mper.1986.5527929](https://doi.org/10.1109/mper.1986.5527929).

- [113] Tarid, Y., Purwanto, A., y Kusmarini, I., “Generator shedding for maintaining power system stability in cibatu34-mandirancan subsystem,” en 2017 International Conference on High Voltage Engineering and Power Systems (ICHVEPS), IEEE, 2017, [doi:10.1109/ichveps.2017.8225914](https://doi.org/10.1109/ichveps.2017.8225914).
- [114] Genc, I., Diao, R., Vittal, V., Kolluri, S., y Mandal, S., “Decision tree-based preventive and corrective control applications for dynamic security enhancement in power systems,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 25, pp. 1611–1619, 2010, [doi:10.1109/tpwrs.2009.2037006](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2009.2037006).
- [115] Shrestha, A., Cecchi, V., y Cox, R. W., “Optimal power flow-based generation shedding for dynamic remedial action scheme,” en 2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T& D), IEEE, 2016, [doi:10.1109/tdc.2016.7519892](https://doi.org/10.1109/tdc.2016.7519892).
- [116] Weckesser, T., Johannsson, H., y Ostergaard, J., “Real-time remedial action against aperiodic small signal rotor angle instability,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 31, pp. 387–396, 2016, [doi:10.1109/tpwrs.2015.2404872](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2015.2404872).
- [117] Kumar, A., Srivastava, S., y Singh, S., “A zonal congestion management approach using real and reactive power rescheduling,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 19, pp. 554–562, 2004, [doi:10.1109/tpwrs.2003.821448](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2003.821448).
- [118] Talukdar, B., Sinha, A., Mukhopadhyay, S., y Bose, A., “A computationally simple method for cost-efficient generation rescheduling and load shedding for congestion management,” International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 27, pp. 379–388, 2005, [doi:10.1016/j.ijepes.2005.02.003](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2005.02.003).
- [119] Dutta, S. y Singh, S., “Optimal rescheduling of generators for congestion management based on particle swarm optimization,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 23, pp. 1560–1569, 2008, [doi:10.1109/tpwrs.2008.922647](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2008.922647).
- [120] Hazra, J., Sinha, A. K., y Phulpin, Y., “Congestion management using generation rescheduling and/or load shedding of sensitive buses,” en 2009 International Conference on Power Systems, IEEE, 2009, [doi:10.1109/icpws.2009.5442680](https://doi.org/10.1109/icpws.2009.5442680).
- [121] Boonyaritdachochai, P., Boonchuay, C., y Ongsakul, W., “Optimal congestion management in an electricity market using particle swarm optimization with time-varying acceleration coefficients,” Computers & Mathematics with Applications, vol. 60, pp. 1068–1077, 2010, [doi:10.1016/j.camwa.2010.03.064](https://doi.org/10.1016/j.camwa.2010.03.064).
- [122] Siddiqui, A. S., Sarwar, M., y Ahsan, S., “Congestion management using improved inertia weight particle swarm optimization,” en 2014 6th IEEE Power India International Conference (PIICON), IEEE, 2014, [doi:10.1109/34084poweri.2014.7117641](https://doi.org/10.1109/34084poweri.2014.7117641).
- [123] Sarwar, M. y Siddiqui, A. S., “Congestion management in deregulated electricity market using distributed generation,” en 2015 Annual IEEE India Conference (INDICON), IEEE, 2015, [doi:10.1109/indicon.2015.7443618](https://doi.org/10.1109/indicon.2015.7443618).
- [124] Hosseini, S. E., Khajehzadeh, A., y Eslami, M., “Simultaneous employment of generation rescheduling and incentive-based demand response programs for congestion management in case of contingency,” Journal of Modern Power Systems and Clean Energy, vol. 10, no. 4, pp. 902–912, 2022, [doi:10.35833/mpce.2020.000024](https://doi.org/10.35833/mpce.2020.000024).

- [125] Zhang, Z., Ren, Y., y Zhou, M., “A comprehensive decision model for optimal demand response program,” en 2015 5th International Conference on Electric Utility Deregulation and Restructuring and Power Technologies (DRPT), IEEE, 2015, [doi:10.1109/drpt.2015.7432222](https://doi.org/10.1109/drpt.2015.7432222).
- [126] Dehnavi, E. y Abdi, H., “Determining optimal buses for implementing demand response as an effective congestion management method,” IEEE Transactions on Power Systems, pp. 1–1, 2016, [doi:10.1109/tpwrs.2016.2587843](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2016.2587843).
- [127] Ramesh, A. V. y Li, X., “Security constrained unit commitment with corrective transmission switching,” en 2019 North American Power Symposium (NAPS), IEEE, 2019, [doi:10.1109/naps46351.2019.9000308](https://doi.org/10.1109/naps46351.2019.9000308).
- [128] Li, X. y Hedman, K. W., “Enhanced energy management system with corrective transmission switching strategy—part i: Methodology,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, pp. 4490–4502, 2019, [doi:10.1109/tpwrs.2019.2922880](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2922880).
- [129] Li, X. y Hedman, K. W., “Enhanced energy management system with corrective transmission switching strategy—part II: Results and discussion,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 34, pp. 4503–4513, 2019, [doi:10.1109/tpwrs.2019.2922881](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2019.2922881).
- [130] Masache, P., Carrión, D., y Cárdenas, J., “Optimal transmission line switching to improve the reliability of the power system considering AC power flows,” Energies, vol. 14, p. 3281, 2021, [doi:10.3390/en14113281](https://doi.org/10.3390/en14113281).
- [131] Lindner, M., Mende, D., Wasserrab, A., Sacar, I., Ariatabar, M., Lakenbrink, C., van Leeuwen, T., Lassig, M., y Hager, U., “Corrective congestion management in transmission grids using fast-responding generation, load and storage,” en 2021 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC), IEEE, 2021, [doi:10.1109/epec52095.2021.9621491](https://doi.org/10.1109/epec52095.2021.9621491).
- [132] Zhou, M., Wu, J., Long, C., Liu, C., y Kundur, D., “Dynamic line rating-based robust corrective dispatch against load redistribution attacks with unknown objectives,” IEEE Internet of Things Journal, pp. 1–1, 2022, [doi:10.1109/JIOT.2022.3160864](https://doi.org/10.1109/JIOT.2022.3160864).
- [133] Sharma, A. K., Mittapalli, R. K., y Pal, Y., “FACTS devices cost recovery during congestion management in deregulated electricity markets,” Journal of The Institution of Engineers (India): Series B, vol. 97, pp. 339–354, 2015, [doi:10.1007/s40031-015-0211-7](https://doi.org/10.1007/s40031-015-0211-7).
- [134] Siddiqui, A. S. y Deb, T., “Application of multiple FACTS devices of similar type for congestion mitigation,” International Journal of System Assurance Engineering and Management, vol. 7, pp. 387–397, 2014, [doi:10.1007/s13198-014-0262-1](https://doi.org/10.1007/s13198-014-0262-1).
- [135] Reddy, K., Padhy, N., y Patel, R., “Congestion management in deregulated power system using FACTS devices,” en 2006 IEEE Power India Conference, IEEE, 2006, [doi:10.1109/poweri.2006.1632541](https://doi.org/10.1109/poweri.2006.1632541).
- [136] Verma, D., Agarwal, P. K., y Jain, P., “Congestion management in transmission system using PST,” en 2021 IEEE PES/IAS PowerAfrica, IEEE, 2021, [doi:10.1109/powerafrica52236.2021.9543458](https://doi.org/10.1109/powerafrica52236.2021.9543458).
- [137] Vijayakumar, K., “Optimal location of FACTS devices for congestion management in deregulated power systems,” International Journal of Computer Applications, vol. 16, pp. 29–37, 2011, [doi:10.5120/2015-1833](https://doi.org/10.5120/2015-1833).

- [138] Singh, K., , Yadav, V. K., y Dhingra, A., “Congestion management using optimal placement of TCSC in deregulated power system,” *International Journal on Electrical Engineering and Informatics*, vol. 4, pp. 620–632, 2012, [doi:10.15676/ijeei.2012.4.4.8](https://doi.org/10.15676/ijeei.2012.4.4.8).
- [139] Li, L., Geng, J., Ding, Q., Yang, D., Tu, M., y Peng, M., “Evaluation and application of wind power integration capacity in power grid on the basis of security constrained economic dispatch,” en *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, IEEE, 2012, [doi:10.1109/isgt-asia.2012.6303246](https://doi.org/10.1109/isgt-asia.2012.6303246).
- [140] Yu, Y. y Luh, P., “Scalable corrective security-constrained economic dispatch considering conflicting contingencies,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 98, pp. 269–278, 2018, [doi:10.1016/j.ijepes.2017.12.011](https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2017.12.011).
- [141] Monticelli, A., Pereira, M. V. F., y Granville, S., “Security-constrained optimal power flow with post-contingency corrective rescheduling,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 2, no. 1, pp. 175–180, 1987, [doi:10.1109/tpwrs.1987.4335095](https://doi.org/10.1109/tpwrs.1987.4335095).
- [142] Capitanescu, F., Glavic, M., Ernst, D., y Wehenkel, L., “Contingency filtering techniques for preventive security-constrained optimal power flow,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, pp. 1690–1697, 2007, [doi:10.1109/tpwrs.2007.907528](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2007.907528).
- [143] Alsac, O. y Stott, B., “Optimal load flow with steady-state security,” *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. PAS-93, pp. 745–751, 1974, [doi:10.1109/tpas.1974.293972](https://doi.org/10.1109/tpas.1974.293972).
- [144] Wu, H., Shahidehpour, M., y Al-Abdulwahab, A., “Hourly demand response in day-ahead scheduling for managing the variability of renewable energy,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 7, pp. 226–234, 2013, [doi:10.1049/iet-gtd.2012.0186](https://doi.org/10.1049/iet-gtd.2012.0186).
- [145] Syrri, A. L. y Mancarella, P., “Reliability and risk assessment of post-contingency demand response in smart distribution networks,” *Sustainable Energy, Grids and Networks*, vol. 7, pp. 1–12, 2016, [doi:10.1016/j.segan.2016.04.002](https://doi.org/10.1016/j.segan.2016.04.002).
- [146] Li, X., Balasubramanian, P., Sahraei-Ardakani, M., Abdi-Khorsand, M., Hedman, K., y Podmore, R., “Real-time contingency analysis with corrective transmission switching,” en *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, IEEE, 2017, [doi:10.1109/pepgm.2017.8273947](https://doi.org/10.1109/pepgm.2017.8273947).
- [147] Deng, R., Yang, Z., Chow, M.-Y., y Chen, J., “A survey on demand response in smart grids: Mathematical models and approaches,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 11, pp. 570–582, 2015, [doi:10.1109/tii.2015.2414719](https://doi.org/10.1109/tii.2015.2414719).
- [148] Vardakas, J. S., Zorba, N., y Verikoukis, C. V., “A survey on demand response programs in smart grids: Pricing methods and optimization algorithms,” *IEEE Communications Surveys & Tutorials*, vol. 17, no. 1, pp. 152–178, 2015, [doi:10.1109/comst.2014.2341586](https://doi.org/10.1109/comst.2014.2341586).
- [149] Huang, K.-Y. y Huang, Y.-C., “Integrating direct load control with interruptible load management to provide instantaneous reserves for ancillary services,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 19, pp. 1626–1634, 2004, [doi:10.1109/tpwrs.2004.831705](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2004.831705).
- [150] PJM, “Demand response strategies,” <https://www.pjm.com/markets-and-operations/demand-response.aspx>. Accessed: 2022-03-25.
- [151] Electric Reliability Council of Texas (ERCOT), “Load resource participation in the ercot markets,” <http://www.ercot.com/services/programs/load/laar>. Accessed: 2022-03-25.

- [152] California Independent System Operator (CAISO), “Demand response and load participation,” <http://www.caiso.com/participate/Pages/Load/Default.aspx>. Accessed: 2022-03-25.
- [153] Midcontinent Independent System Operator (MISO), “Schedule 30 ferc electric tariff emergency demand response initiative schedules 36.0.0,” <https://cdn.misoenergy.org/Schedule30109703.pdf>. Accessed: 2022-03-25.
- [154] New York Independent System Operator (NYISO), “Demand response,” <https://www.nyiso.com/demand-response>. Accessed: 2022-03-25.
- [155] Syrri, A. L. A. y Mancarella, P., “Reliability evaluation of demand response to increase distribution network utilisation,” en 2014 International Conference on Probabilistic Methods Applied to Power Systems (PMAPS), IEEE, 2014, doi:10.1109/pmaps.2014.6960658.
- [156] Cesena, E. A. M. y Mancarella, P., “Distribution network reinforcement planning considering demand response support,” en 2014 Power Systems Computation Conference, IEEE, 2014, doi:10.1109/pssc.2014.7038347.
- [157] Ramesh, A. V. y Li, X., “Enhancing system flexibility through corrective demand response in security-constrained unit commitment,” en 2020 52nd North American Power Symposium (NAPS), IEEE, 2021, doi:10.1109/naps50074.2021.9449717.
- [158] Ma, Y., Luh, P., Kasiviswanathan, K., y Ni, E., “A neural network-based method for forecasting zonal locational marginal prices,” en IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2004., IEEE, 2004, doi:10.1109/pes.2004.1372802.
- [159] Fink, L. H., “Bulk power system voltage phenomena: Voltage stability and security: Proceedings,” 1989, <https://www.osti.gov/biblio/6523551>.
- [160] De, M., “Effect of congestion and voltage security on pricing in deregulated environment,” en TENCON 2008 - 2008 IEEE Region 10 Conference, IEEE, 2008, doi:10.1109/tencon.2008.4766416.
- [161] Yang, F., Meliopoulos, A. P. S., Cokkinides, G. J., y Stefopoulos, G., “A bulk power system reliability assessment methodology,” *European Transactions on Electrical Power*, vol. 17, no. 4, pp. 413–425, 2007, doi:10.1002/etep.168.
- [162] Gusev, S. y Oboskalov, V., “Recursion based contingency analysis of an electrical power system,” en 2016 International Symposium on Industrial Electronics (INDEL), IEEE, 2016, doi:10.1109/indel.2016.7797797.
- [163] Meliopoulos, A., Cheng, C., y Xia, F., “Performance evaluation of static security analysis methods,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 9, no. 3, pp. 1441–1449, 1994, doi:10.1109/59.336119.
- [164] Davis, C. M. y Overbye, T. J., “Multiple element contingency screening,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, pp. 1294–1301, 2011, doi:10.1109/tpwrs.2010.2087366.
- [165] Sundhararajan, S., Pahwa, A., Starett, S., y Krishnaswami, P., “Convergence measures for contingency screening in continuation power flow,” en 2003 IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (IEEE Cat. No.03CH37495), IEEE, 2003, doi:10.1109/tdc.2003.1335176.

- [166] Jia, Y., Wang, P., Han, X., Tian, J., y Singh, C., “A fast contingency screening technique for generation system reliability evaluation,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, pp. 4127–4133, 2013, [doi:10.1109/tpwrs.2013.2263534](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2013.2263534).
- [167] Soni, B. P., Saxena, A., y Gupta, V., “Support vector machine based approach for accurate contingency ranking in power system,” en *2015 Annual IEEE India Conference (INDICON)*, IEEE, 2015, [doi:10.1109/indicon.2015.7443689](https://doi.org/10.1109/indicon.2015.7443689).
- [168] Albuquerque, M. y Castro, C., “A contingency ranking method for voltage stability in real time operation of power systems,” en *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, IEEE, 2003, [doi:10.1109/ptc.2003.1304177](https://doi.org/10.1109/ptc.2003.1304177).
- [169] Krishnakumar, B. y Arthi, R., “Contingency assessment of indian utility 62 bus system,” en *2012 IEEE International Conference on Engineering Education: Innovative Practices and Future Trends (AICERA)*, IEEE, 2012, [doi:10.1109/aicera.2012.6306712](https://doi.org/10.1109/aicera.2012.6306712).
- [170] Sidhu, T. y Cui, L., “Contingency screening for steady-state security analysis by using FFT and artificial neural networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 15, no. 1, pp. 421–426, 2000, [doi:10.1109/59.852154](https://doi.org/10.1109/59.852154).
- [171] Fischl, R., Halpin, T. F., Helferty, J. J., Gershman, V., y Mercede, F., “An algorithm for automatically tuning the weights of performance indices for monitoring power system loading or security,” *IEEE Power Engineering Review*, vol. PER-6, pp. 47–48, 1986, [doi:10.1109/mper.1986.5527799](https://doi.org/10.1109/mper.1986.5527799).
- [172] Fischl, R., Halpin, T., y Guvenis, A., “The application of decision theory to contingency selection,” *IEEE Transactions on Circuits and Systems*, vol. 29, pp. 712–723, 1982, [doi:10.1109/tcs.1982.1085092](https://doi.org/10.1109/tcs.1982.1085092).
- [173] Schafer, K. y Verstege, J., “Adaptive procedure for masking effect compensation in contingency selection algorithms,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 5, pp. 539–546, 1990, [doi:10.1109/59.54564](https://doi.org/10.1109/59.54564).
- [174] Meliopoulos, A. y Cheng, C., “A new contingency ranking method (power systems),” en *Proceedings. IEEE Energy and Information Technologies in the Southeast'*, IEEE, 1989, [doi:10.1109/secon.1989.132517](https://doi.org/10.1109/secon.1989.132517).
- [175] Singh, R. y Srivastava, L., “Line flow contingency selection and ranking using cascade neural network,” *Neurocomputing*, vol. 70, pp. 2645–2650, 2007, [doi:10.1016/j.neucom.2005.11.024](https://doi.org/10.1016/j.neucom.2005.11.024).
- [176] Ankaliki, S. y Ananthapadmanabha, T., “Multi layer feed forward neural network for contingency evaluation of bulk power system,” en *International Conference on Computational Intelligence and Multimedia Applications (ICCIMA 2007)*, IEEE, 2007, [doi:10.1109/iccima.2007.202](https://doi.org/10.1109/iccima.2007.202).
- [177] Mansour, Y., Chang, A., Tamby, J., Vaahedi, E., Corns, B., y El-Sharkawi, M., “Large scale dynamic security screening and ranking using neural networks,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 12, pp. 954–960, 1997, [doi:10.1109/59.589789](https://doi.org/10.1109/59.589789).
- [178] Mansour, Y., Vaahedi, E., y El-Sharkawi, M., “Dynamic security contingency screening and ranking using neural networks,” *IEEE Transactions on Neural Networks*, vol. 8, pp. 942–950, 1997, [doi:10.1109/72.595894](https://doi.org/10.1109/72.595894).
- [179] Repo, S. y Jarentausta, P., “Contingency analysis for a large number of voltage stability studies,” en *PowerTech Budapest 99. Abstract Records. (Cat. No.99EX376)*, IEEE,

- 1999, [doi:10.1109/ptc.1999.826465](https://doi.org/10.1109/ptc.1999.826465).
- [180] Cepeda, J. C., Rueda, J. L., Erlich, I., y Colome, D. G., “Recognition of post-contingency dynamic vulnerability regions: Towards smart grids,” en 2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting, IEEE, 2012, [doi:10.1109/pesgm.2012.6345032](https://doi.org/10.1109/pesgm.2012.6345032).
- [181] Vykuka, R. y Nohacova, L., “Sensitivity factors for contingency analysis,” en 2015 16th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), IEEE, 2015, [doi:10.1109/epe.2015.7161162](https://doi.org/10.1109/epe.2015.7161162).
- [182] Vykuka, R. y Nohacova, L., “Fast-decoupled method for contingency analysis,” en Proceedings of the 2014 15th International Scientific Conference on Electric Power Engineering (EPE), IEEE, 2014, [doi:10.1109/epe.2014.6839523](https://doi.org/10.1109/epe.2014.6839523).
- [183] Cepeda, J. C., Colome, D. G., y Castrillon, N. J., “Dynamic vulnerability assessment due to transient instability based on data mining analysis for smart grid applications,” en 2011 IEEE PES CONFERENCE ON INNOVATIVE SMART GRID TECHNOLOGIES LATIN AMERICA (ISGT LA), IEEE, 2011, [doi:10.1109/isgt-la.2011.6083211](https://doi.org/10.1109/isgt-la.2011.6083211).
- [184] Savulescu, S. C., ed., Real-Time Stability Assessment in Modern Power System Control Centers. John Wiley & Sons, Inc., 2009, [doi:10.1002/9780470423912](https://doi.org/10.1002/9780470423912).
- [185] Zeng, Y., Zhang, P., Wang, M., Jia, H., Yu, Y., y Lee, S., “Development of a new tool for dynamic security assessment using dynamic security region,” en 2006 International Conference on Power System Technology, IEEE, 2006, [doi:10.1109/icpst.2006.321756](https://doi.org/10.1109/icpst.2006.321756).
- [186] Baquedano-Aguilar, M. D., Colome, D. G., Agüero, E., y Molina, M., “Impact of increased penetration of large-scale PV generation on short-term stability of power systems,” en 2016 IEEE 36th Central American and Panama Convention (CONCAPAN XXXVI), IEEE, 2016, [doi:10.1109/concapan.2016.7942390](https://doi.org/10.1109/concapan.2016.7942390).
- [187] Billinton, R. y Allan, R. N., “Evaluation of reliability worth,” en Reliability Evaluation of Power Systems, pp. 443–475, Springer US, 1996, [doi:10.1007/978-1-4899-1860-4_13](https://doi.org/10.1007/978-1-4899-1860-4_13).
- [188] Vukasovic, M., Vlaisavljevic, I. M., Vlaisavljevic, D., Moldovanu, L., Vujasinovic, Z., y Marcu, V., “Impact of regional redispatching cooperation and involvement of distributed electricity prosumers,” en 2020 2nd IEEE International Conference on Industrial Electronics for Sustainable Energy Systems (IESES), IEEE, 2020, [doi:10.1109/ieses45645.2020.9210639](https://doi.org/10.1109/ieses45645.2020.9210639).
- [189] Poplavskaya, K., Joos, M., Krakowski, V., Knorr, K., y de Vries, L., “Redispatch and balancing: Same but different. links, conflicts and solutions,” en 2020 17th International Conference on the European Energy Market (EEM), IEEE, 2020, [doi:10.1109/eem49802.2020.9221963](https://doi.org/10.1109/eem49802.2020.9221963).
- [190] Unión Europea, “Regulation (eu) 2019/943 of the european parliament and of the council of 5 june 2019 on the internal market for electricity (recast),” Official Journal of the European Union, 2019.
- [191] Chychykina, I., Klabunde, C., y Wolter, M., “Redispatch with power flow decomposition and power transfer distribution factors methods,” en 2016 51st International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE, 2016, [doi:10.1109/upec.2016.8114100](https://doi.org/10.1109/upec.2016.8114100).
- [192] Seifert, G., Wehner, N., y Luther, M., “Determination and comparison of redispatch power methodologies,” en 2016 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Con-

- ference Europe (ISGT-Europe), IEEE, 2016, [doi:10.1109/isgteurope.2016.7856287](https://doi.org/10.1109/isgteurope.2016.7856287).
- [193] Leveringhaus, T. y Hofmann, L., “Combined and optimized redispatch management of multiple congestions and voltage deviations with active and reactive power based on AC-PTDFs with distributed slack,” en 2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting, IEEE, 2015, [doi:10.1109/pesgm.2015.7286314](https://doi.org/10.1109/pesgm.2015.7286314).
- [194] Franken, M., Schrief, A. B., Barrios, H., y Schnettler, A., “Network reinforcement applying redispatch-based indicators,” en 2018 53rd International Universities Power Engineering Conference (UPEC), IEEE, 2018, [doi:10.1109/upec.2018.8542104](https://doi.org/10.1109/upec.2018.8542104).
- [195] Villumsen, J. C., Bronmo, G., y Philpott, A. B., “Line capacity expansion and transmission switching in power systems with large-scale wind power,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 28, pp. 731–739, 2013, [doi:10.1109/tpwrs.2012.2224143](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2012.2224143).
- [196] Gupta, A. K., Kiran, D., y Abhyankar, A. R., “Flexibility in transmission switching for congestion management,” en 2016 National Power Systems Conference (NPSC), IEEE, 2016, [doi:10.1109/npsc.2016.7858898](https://doi.org/10.1109/npsc.2016.7858898).
- [197] Schneider, M., Knittel, M., Hoffrichter, A., y Moser, A., “Analysis of operational sequences for congestion management measures in transmission grids,” en 2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon), IEEE, 2020, [doi:10.1109/energycon48941.2020.9236478](https://doi.org/10.1109/energycon48941.2020.9236478).
- [198] Meyer-Huebner, N., Suriyah, M., y Leibfried, T., “N-1-secure optimal generator redispatch in hybrid AC-DC grids with energy storage,” en 2018 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe (ISGT-Europe), IEEE, 2018, [doi:10.1109/isgteurope.2018.8571779](https://doi.org/10.1109/isgteurope.2018.8571779).
- [199] Pitto, A., Cirio, D., y Ciapessoni, E., “Probabilistic security-constrained preventive redispatching in presence of correlated uncertainties,” en 2020 AEIT International Annual Conference (AEIT), IEEE, 2020, [doi:10.23919/aeit50178.2020.9241188](https://doi.org/10.23919/aeit50178.2020.9241188).
- [200] Liu, Y., Ferris, M. C., y Zhao, F., “Computational study of security constrained economic dispatch with multi-stage rescheduling,” IEEE Transactions on Power Systems, vol. 30, pp. 920–929, 2015, [doi:10.1109/tpwrs.2014.2336667](https://doi.org/10.1109/tpwrs.2014.2336667).
- [201] Centro de Energía, DEEP-EDITOR 3.5 User Guide, 2020.
- [202] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), “Estudio de restricciones en el sistema de transmisión,” rep. tec., 2021.

Anexos

Anexo A. Esquema de trabajo en DeepEdit para resultados personalizados en PLP

A continuación se detalla el procedimiento para la ejecución de la metodología en DeepEdit para resultados obtenidos en PLP.

1. Realizar una simulación de la operación económica (SOE) en PLP con restricción N-1 en todos los corredores donde se aplique
2. Generar esquemático del caso usando opción Visualization Importer (VSI) en DeepEdit.
3. Con el esquemático actualizado y los resultados de PLP, generar base de datos sqlite usando DeepEdit (TPDB_N_1.sqlite)
4. Con esta base de datos, se realiza el análisis de congestiones (TCA) en DeepEdit. De estos resultados se obtiene un listado de corredores de interés.
5. Para cada corredor, se realiza una nueva SOE en PLP aumentando su capacidad de transferencia.
6. Los resultados de esta nueva simulación se convierten a una nueva base de datos sqlite usando DeepEdit (TPDB_N_1_relajado.sqlite)
7. Completar Excel de opciones de SPS y sus campos correspondientes (SPSOptions.xlsx)
8. En DeepEdit, usar la opción System Integrity Protection Scheme para acceder a panel de opciones y ejecutar el diseño.

La figura A.1 presenta el diagrama de trabajo para simulaciones en PLP.

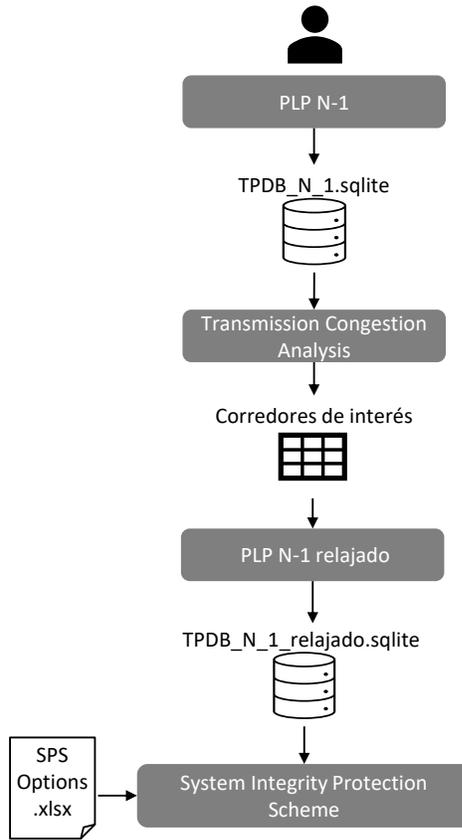


Figura A.1: Diagrama de trabajo para metodología en DeepEdit. Fuente: Elaboración propia.

Anexo B. Opciones SIPS Calculation Tool

A continuación se presentan más detalles de las opciones de la herramienta programada. Estas opciones se encuentran disponibles en la interfaz del módulo SIPS Calculation Tool de DeepEdit y se presentaron en la figura 4.3.

General settings:

- Select corridors and contingencies: permite abrir un cuadro de dialogo donde el usuario indica el corredor y las contingencias de análisis.
- Use External Results: Verdadero si se utilizan los resultados de la simulación de la operación económica desde fuentes externas. Es decir, se debe marcar en caso de usar los resultados desde TPDB.sqlite.
- Select One Year: si el diseño debe considerar un solo año. Esto filtra las condiciones de análisis al año de estudio.
- Simulate Contingencies: simula la salida de la línea para verificar que se produce una sobrecarga. En caso contrario, añade directamente la contingencia al problema de optimización (esto permite ahorrar tiempo en la construcción del problema pero agrega carga computacional a la optimización dado que se pueden agregar condiciones donde no existe sobrecarga.)
- Create report: si se desea crear un reporte de salida al finalizar la ejecución.

Design settings:

- Corrective Time: Tiempo en minutos para realizar la acción correctiva.
- Num SIPS designs: cantidad de soluciones (o diseños) de SPS
- Relaxation Level: nivel de relajo del criterio N-1. Si este valor es 100 % significa que la línea opera a criterio N. Este parámetro es utilizado para resultados obtenidos en forma interna.
- Overload Tolerance: porcentaje permitido de sobrecarga en todas las líneas del sistema. No se contará como sobrecarga si el flujo por la línea está por debajo del valor calculado como $F^{over,max} (1 + \frac{OverloadTolerance}{100})$.
- Select Losses ECD: Tipo de pérdidas a incluir en el cálculo de la simulación de la operación económica (interno) y análisis de contingencias.
- Select Objective Function: Enfoque de diseño seleccionable por el usuario. Existen las siguientes opciones:
 - Implementation and Activation
 - Implementation
 - MinCoordination
 - MaxDiversity
- Select Act. Costs: selección de la forma de cálculo de los costos de activación. Existen las siguientes opciones:

- Opportunity costs
- From File

La última opción tomara los valores desde el archivo de entrada de SPS.

Conditions settings:

- All: analiza todas las condiciones de operación existentes en una base de datos que depende del tipo de simulación.
- Current: la condición actual presente en el esquemático
- Custom: utiliza una condición en particular que debe estar presente en la base de datos correspondiente.
- Use Max Number of conditions: permite seleccionar la cantidad de condiciones de operación de análisis.
- Select Biggest Overloads: en el caso de usar la opción anterior, permite seleccionar aquellas que presentan un mayor nivel de sobrecarga para la línea de diseño.

Additional:

- Optional Add-ons: accede a un listado de opciones complementarias para visualización y desarrollo.
- Custom Benefits Calculator: permite obtener un cálculo detallado de los beneficios de relajar el criterio N-1 para cada corredor del sistema. Esta opción está disponible solo para simulaciones que se realizan en forma interna.