



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

ANÁLISIS DE LA CORRELACIÓN ENTRE COSTO DE FALLA Y NIVEL DE
CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

TOMÁS IGNACIO VATEL ROZAS

PROFESORA GUÍA:
CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
RODRIGO MORENO VIEYRA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2024

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: TOMÁS IGNACIO VATEL ROZAS
FECHA: 2024
PROF. GUÍA: CLAUDIA RAHMANN ZÚÑIGA

ANÁLISIS DE LA CORRELACIÓN ENTRE COSTO DE FALLA Y NIVEL DE CORTOCIRCUITO EN EL SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Esta memoria investiga la correlación entre el costo de falla y el nivel de cortocircuito (SCL) en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) de Chile. La creciente incorporación de tecnologías de generación variable conectadas con convertidor (TGVCC), como la energía solar fotovoltaica y eólica, ha transformado el panorama energético chileno, aumentando la capacidad instalada de generación renovable de 2.843 MW en 2016 a 13.852 MW en 2023. Sin embargo, esta transición trae consigo desafíos significativos para la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP), ya que la penetración masiva de TGVCC puede reducir los niveles de corrientes de cortocircuito, haciendo que los SEP sean más vulnerables a inestabilidades durante contingencias.

El estudio se centra en analizar 141 fallas de cortocircuito ocurridas en el SEN, identificando una relación entre el SCL del punto de falla y el costo asociado. Se construyó una base de datos con información detallada de estas fallas, permitiendo calcular los costos económicos derivados de la energía no suministrada (ENS). Los resultados muestran que existe una tendencia general en la que la robustez del punto de falla, medida por el SCL, es proporcional al costo de la falla.

El análisis revela que los cortocircuitos en la red de 66 kV son los más frecuentes, debido a la vulnerabilidad de su infraestructura, mientras que las redes de 220 kV y 500 kV son menos afectadas por estos eventos. Esto se debe a que las causas de los cortocircuitos en 66 kV están más relacionadas con factores externos y la debilidad de la infraestructura, mientras que, en niveles de tensión más altos, las causas son más intrínsecas, como descargas atmosféricas o fallas en la aislación.

Las funciones obtenidas para estimar el costo de falla en función del SCL varían según el nivel de tensión, reflejando las diferentes vulnerabilidades de la infraestructura en cada caso. Este estudio proporciona una herramienta valiosa para la planificación y mejora de la red eléctrica, permitiendo identificar puntos críticos y priorizar inversiones en robustez para minimizar los costos económicos y sociales de las fallas.

*Y en la ciudad, tan soleada y grande,
te pueden aplastar o convertir en diamante,
yo puedo ver que yo si soy brillante.*

Agradecimientos

Quiero partir agradeciendo por supuesto a mis padres, Bernardita e Ignacio, porque ambos, y cada uno a su forma, me han apoyado, me han amado, me han motivado, han creído en mí, y me han formado para ser quien soy. Quiero agradecer también a mis abuelos y abuelas. A mi mami por su amor y preocupación constante, a mi Nela por las largas conversaciones y ser esa oreja cuando lo necesité. Sobre todo, a mi Tata y mi Abuelita Lala, por haberme criado (o malcriado), por sacarme a pasear, y por permitirme de algún modo ser un hijo más de ellos. A todos quien mencioné, los amo con todo mi corazón.

También quiero agradecer a mis amigos y amigas. En especial, a mi comadre Val, mi mejor amiga y lugar seguro, quien me escuchó y aguantó en los múltiples procesos, derrotas y victorias que tuve durante estos casi seis años. A la persona Fabián, quien, con sus conversaciones, visitas, y sesiones musicales, me alegra la existencia, me hace sentir entendido, y a quien le debo demasiado. Al Simón Gutierrez, quien, a pesar de lo no tan frecuente de nuestras juntas, me ha acompañado en todas y lo seguirá haciendo. Quiero agradecer igualmente a todas las personas que conocí en la carrera. Gracias VIC por hacer de mi primer año universitario uno de mis años favoritos de la vida. Gracias Obrigado Manito por la compañía durante la pandemia, y por hacerla mucho más amena. Gracias AVR, a pesar de la distancia, mi cariño por cada uno de ustedes sigue intacto. Mención honrosa a Marito, quien formó parte de todas estas etapas, y a quien le agradezco demasiado su existencia.

A mi profesora Claudia, quien creyó en mí, en mis capacidades, y me dio la oportunidad de trabajar con ella, a pesar de mi patudez de no querer tomar Fenómenos. Gracias por las conversaciones honestas, por las invitaciones a Linderos, por entender mis decisiones, mis miedos, y, sobre todo, por no rendirse conmigo. Gracias también a todas las personas de la salita del cuarto piso, quienes me apoyaron, me inspiraron y me ayudaron a solucionar muchos de los inconvenientes que surgieron durante el desarrollo de este trabajo. Este agradecimiento es dirigido especialmente a Vicho Woo, Esser, Pao, y sobre todo a Osvaldito. Sin ustedes cuatro, no sé si hubiera sobrevivido estos últimos dos años, gracias por el apañe en los momentos en que más nos cuestionamos nuestras decisiones.

A los ingenieros y proyectistas del área de electricidad de JRI, quienes han estado pendientes de mi titulación, me han apoyado y se han preocupado por mí. Gracias especiales a Gonzalo, por recibirme en la empresa como ingeniero sin tener ningún título, por confiar en mí y con sus palabras hacerme ver que tengo valor y que puedo lograr lo que me proponga. Gracias también a Pía, por valorarme como profesional, por el cariño desde la Práctica I, y por siempre tener peguita para mí (tal vez demasiado a veces).

Finalmente, quiero agradecerme a mí. Porque a pesar de todas las dificultades que hubo en el camino, de todos los obstáculos, de todos los momentos en que estuve a punto de rendirme, no lo hice. Porque a pesar de que no creía en mí, y no me veía capaz de entrar a esta universidad, lo logré. Porque a pesar de mi miedo a irme al área de energía, y todo el miedo que me metieron en el camino, lo hice. Porque a pesar de creer que no era lo suficientemente inteligente para hacer esta memoria, la terminé.

Tabla de contenido

Capítulo 1: Introducción	1
1.1. Motivación.....	1
1.2. Hipótesis	3
1.3. Objetivos.....	3
1.3.1. Objetivo general	3
1.3.2. Objetivos específicos	3
Capítulo 2: Marco teórico	4
2.1. Robustez de una red eléctrica	4
2.2. Efectos de las TGVCC durante fallas.....	4
2.3. Nivel de cortocircuito y su relación con estabilidad.....	5
2.4. Cálculo del nivel de cortocircuito	11
2.5. Medidas correctivas y potenciales soluciones	13
2.6. Costos de falla en los sistemas eléctricos	14
Capítulo 3: Metodología	15
3.1. Identificación de fallas.....	16
3.2. Simulación de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n$	16
3.3. Cálculo del costo de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n$	16
3.4. Análisis estadístico.....	17
Capítulo 4: Resultados	18
4.1. Análisis de la base de datos.....	18
4.2. Cálculo del SCL, costo de falla y análisis estadístico.....	24
4.2.1. Costo de falla en función del SCL.....	24
4.2.2. Ajuste del costo de falla y del SCL.....	27
4.2.3. Costo de falla en función del SCL con ajustes	31
4.2.3.1. Análisis de puntos extremos	33
4.2.3.1.1. EAF 100-2023	33
4.2.3.1.2. EAF 004-2022	34
4.2.3.1.3. EAF 013-2022	35
4.2.3.1.4. EAF 156-2022	36
4.2.3.1.5. EAF 250-2022	37
4.2.3.1.6. EAF 090-2022	38
4.2.3.2. Análisis final.....	39
Capítulo 5: Conclusiones	49
5.1. Trabajo futuro	50
Bibliografía	51

Anexos	54
A. Base de datos de fallas seleccionadas	54
B. Cálculo costo de falla y SCL.....	63
C. Cálculo de PNS a partir de ENS y tiempo de indisponibilidad	67
D. Cálculo costo de falla y SCL con ajustes.....	71

Capítulo 1: Introducción

1.1. Motivación

Con el objetivo de volver los sistemas eléctricos de potencia (SEP) más sostenibles, durante los últimos años, los países alrededor del mundo han adoptado distintas medidas de forma de incrementar la participación de tecnologías de generación variable conectadas con convertidor (TGVCC) como la generación solar fotovoltaica y eólica. El objetivo es reemplazar la generación en base a combustibles fósiles por generación renovable y disminuir así las emisiones de gases de efecto invernadero [1]. En el caso de Chile, el país pasó de tener una capacidad instalada de generación renovable de 2.843 MW en septiembre del 2016, a una capacidad de 14.971 MW en mayo del 2024 [2], [3]. A nivel nacional, se espera que esta tendencia de aumento en la capacidad instalada de generación TGVCC continúe, gracias al gran potencial renovable del país, los bajos costos de inversión de las TGVCC [4] y a las metas de descarbonización al año 2050 [5].

Sin bien la incorporación masiva de TGVCC trae grandes ventajas en términos socio ambientales, también impone grandes desafíos para la estabilidad de los sistemas eléctricos de potencia (SEP). En particular, diferentes estudios han mostrado que a medida que el nivel de penetración de TGVCC aumenta - desplazando generación sincrónica convencional - los niveles de corrientes de cortocircuito disminuyen [6]. Bajos niveles de robustez llevan a SEP débiles, los que tienen mayor riesgo de presentar comportamientos inestables durante contingencias [7]. Los problemas de estabilidad en SEP débiles con bajos niveles de cortocircuito (SCL, por sus siglas en inglés), pueden manifestarse de diferentes formas y en distintas ventanas de tiempo [1], [8], [9], abarcando desde fenómenos clásicos como inestabilidad de tensión, ángulo y frecuencia [8], hasta nuevos fenómenos rápidos asociados a los sistemas de control de los convertidores de las TGVCC [1], [8], [9], [10]. Durante contingencias, los SEP con bajos SCL pueden experimentar voltajes extremadamente bajos en zonas amplias de la red, dificultando la recuperación de las tensiones después del despeje de la falla [11], [12], [13]. Asimismo, caídas de voltaje severas pueden acelerar considerablemente los rotores de los generadores sincrónicos cercanos, pudiendo desencadenar su pérdida de sincronismo [14], [15], [16]. De esta forma, SEP débiles con bajos SCL son sistemas más propensos a enfrentar inestabilidades de tensión y pérdida de sincronismo de sus generadores. En cuanto a los nuevos fenómenos que surgen en caso de altos niveles de TGVCC [1], [17], [18], [19], varias experiencias prácticas a nivel mundial han mostrado que los SEP débiles con bajos niveles de CC son más propensos a enfrentar inestabilidades de convertidor [12], [18], [20]. En particular, el correcto desempeño dinámico las centrales TGVCC operando en modo grid-following durante contingencias requiere de una referencia de voltaje estable en su punto de conexión [21]. A medida que los SCL de la red disminuyen, la referencia de voltaje se vuelve menos estable pues las sensibilidades de la tensión a cambios en los flujos de potencia aumentan [21], [22], [23]. En dichos casos, es mucho más probable que surjan inestabilidades asociadas al PLL o a los lazos internos de corriente de los convertidores [21], [24], [25], [26], [27].

En este contexto, las fallas en los SEP pueden causar inestabilidad y cortes de suministro, afectando tanto a la población como al sector productivo con pérdidas económicas significativas. Por ejemplo, el apagón en Australia en 2016 causó una pérdida económica de 230 millones de USD y dejó a 850 mil personas sin electricidad [10]. En Chile, los cortes de suministro en 2022

resultaron en 8.8 GWh de energía no suministrada, con un costo estimado de 123 millones de USD [28], [29], [30]. En este contexto, la seguridad en los SEP busca preservar la confiabilidad y estabilidad de estos, asegurando su capacidad para operar de manera segura y eficiente [31], y así minimizar la energía no suministrada y los costos de falla asociados.

Dado el aumento de la penetración de TGVCC en los SEP, si no se toman las medidas adecuadas para mejorar su robustez, es de esperar que estos se vuelvan propensos a la inestabilidad. Como consecuencia de lo anterior, se anticipa un aumento en los cortes de suministro, en conjunto con en los costos asociados a la energía no suministrada, producto de fallas en los SEP. En este contexto, el objetivo de este trabajo es, mediante el análisis de fallas reales, ***caracterizar la relación entre el costo de una falla y el nivel de cortocircuito donde ocurre esta.*** De esta manera, es posible lograr una estimación del costo de falla, en función de la robustez del punto donde ocurre. Lo anterior, permitirá dimensionar el impacto económico de la falla ocurrida, dependiendo de qué tan robusta sea la zona afectada. Por otra parte, el estudiar las causas más importantes de las fallas, permitirá identificar las vulnerabilidades de la infraestructura de los sistemas eléctricos, para buscar soluciones específicas que logren mejorar la calidad de suministro.

1.2. Hipótesis

La principal hipótesis de este trabajo es que el costo de falla en los sistemas eléctricos convencionales está relacionado con la robustez del punto de falla, caracterizada por el nivel de cortocircuito.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo general

El objetivo general de este trabajo es estudiar la relación que existe entre los costos de falla y la robustez donde estas ocurren, mediante la caracterización de una función que entregue dicho costo a partir del nivel de cortocircuito del punto de falla.

1.3.2. Objetivos específicos

- Proponer una metodología que permita determinar una función que caracterice el costo de falla a partir del nivel de cortocircuito asociado a esta.
- Elaborar una base de datos que contenga las fallas reales ocurridas en el sistema eléctrico nacional (SEN), identificando las principales causas que originan estas fallas.
- Simular una serie de fallas ocurridas en el SEN, de manera de obtener el nivel de cortocircuito del punto de falla, y la energía no suministrada.
- Realizar un análisis estadístico que permita correlacionar robustez del punto de falla con el costo de dicha falla, a fin de obtener una función que relacione las variables antes mencionadas.

Capítulo 2: Marco teórico

2.1. Robustez de una red eléctrica

La robustez en los sistemas eléctricos dominados por generadores sincrónicos históricamente se ha medido a través del nivel de cortocircuito (SCL, por sus siglas en inglés) en una barra. El SCL da una indicación de la “rigidez” del voltaje ante cambios en los flujos de potencia. Lo anterior se captura en los factores $\frac{\partial V}{\partial P}$ y $\frac{\partial V}{\partial Q}$ denominados sensibilidades de la tensión respecto a la potencia activa y reactiva, respectivamente. De esta manera, mientras mayor sean los SCL de una red, más robusto será el sistema, y menores las sensibilidades de la tensión en sus barras. Un sistema eléctrico robusto generalmente tiene una gran cantidad de generadores sincrónicos (GS), los cuales aportan grandes corrientes de cortocircuito y potencia reactiva durante fallas. De igual manera, mientras más líneas de transmisión haya en el sistema, la impedancia equivalente es menor, logrando así que el voltaje sea menos sensible ante cambios en los flujos de potencia. Por el contrario, si los SCL son bajos, se dice que la red es débil y las sensibilidades de la tensión serán mayores. Cuando la sensibilidad de la tensión en una barra es alta, pequeñas perturbaciones en los flujos de potencia llevarán a cambios importantes en las tensiones de dicha barra, impactando así en la estabilidad de tensión del sistema [21].

2.2. Efectos de las TGVCC durante fallas

A diferencia de los GS, las TGVCC tienen una baja contribución de corrientes de cortocircuito durante fallas. En la tabla 2.1 se muestra una comparación entre las corrientes de cortocircuito (CC) inyectadas por distintas tecnologías de generación sincrónica [32] y las corrientes de CC inyectadas por distintas TGVCC [13], [33].

Tecnología	Corriente de CC [p.u.]	
GS hidroeléctrico	2 – 2,5	
GS térmico	4 – 6,67	
Planta PV (capacidad 1 [MW])	1,2	
Planta PV (capacidad < 500 [kW])	2 – 3	
Planta eólica (DFIG)	2 primeros ciclos:	1,4 – 2,7
	Siguientes ciclos:	1,3
Planta eólica (Full Converter)	2 primeros ciclos:	2 – 2,3
	Siguientes ciclos:	1

Tabla 2.1: Corrientes de CC inyectadas por distintas tecnologías de generación [13], [32], [33]

A partir de la tabla 2.1, se evidencia que las TGVCC inyectan menos corrientes de falla que una maquina convencional, lo que lleva a una reducción de sus SCL y al sistema menos robusto.

En virtud de lo anterior, el aumento en la penetración de las TGVCC en los sistemas eléctricos conlleva al desplazamiento de GS, lo que disminuye los SCL. Luego, sistemas con alta penetración de TGVCC son sistemas débiles, con mayor riesgo de inestabilidad, rápidos, y por

ello más difíciles de controlar. La disminución de los SCL conlleva a un aumento en las sensibilidades de la tensión en las barras, con lo que el voltaje puede cambiar significativamente ante pequeños cambios en los flujos de potencia. Sensibilidades altas en las barras de la red dificultan la regulación de tensión, por lo que esta se vuelve un desafío en sistemas débiles. De igual manera, en el caso de una contingencia, sistemas con bajos SCL pueden llegar a experimentar voltajes muy bajos en áreas amplias de la red, lo cual dificulta la recuperación de la tensión una vez despejada la falla. En el peor de los casos, esto puede conllevar a un colapso de tensión.

2.3. Nivel de cortocircuito y su relación con estabilidad

El objetivo de esta sección es obtener una relación entre la potencia máxima de operación de un sistema y el nivel de cortocircuito de este sistema, y a partir de ello, relacionar la estabilidad de un sistema eléctrico y la robustez de este. Si bien el nivel de cortocircuito influye tanto en la estabilidad transitoria de ángulo como en la estabilidad de tensión, el foco de este trabajo está en esta última, por lo que la estabilidad de ángulo no se revisada.

Para el análisis, considere el sistema eléctrico mostrado en la figura 2.3, compuesto por un generador sincrónico conectado a través de un transformador elevador a una carga constante e independiente de la tensión, es decir:

$$P_L(V) = P_L = ctte \quad Q_L(V) = Q_L = ctte$$

De igual manera, en la figura 2.1 se muestra el circuito equivalente del sistema en estudio, junto a su diagrama fasorial. En el circuito equivalente, se considera X_S como la reactancia equivalente del sistema eléctrico y el transformador elevador.

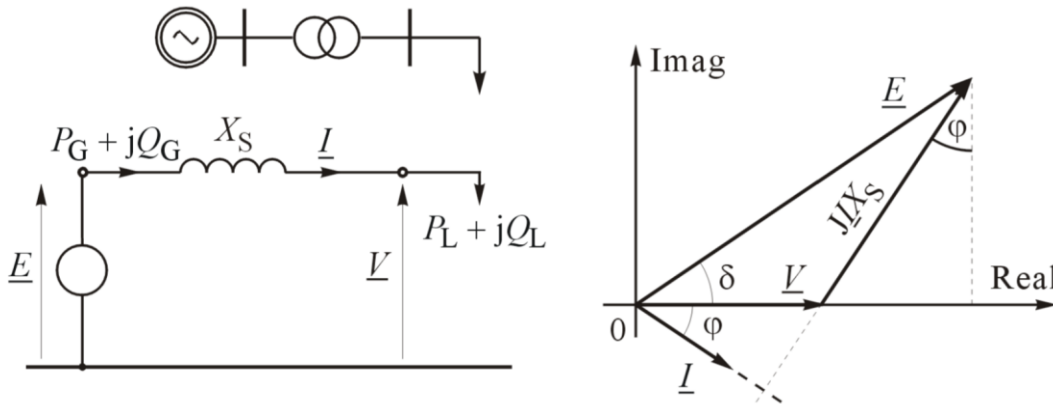


Figura 2.3: Sistema eléctrico en estudio, junto a su circuito equivalente y su diagrama fasorial.

Del diagrama fasorial, es posible notar que $IX_S \cos \phi = E \sin \delta$, y que $IX_S \sin \phi = E \cos \delta - V$. Calculando la potencia activa y reactiva, a partir del factor de potencia $\cos \phi$, se obtiene que:

$$P_L(V) = VI \cos \phi = V \frac{IX_S \cos \phi}{X_S} = \frac{EV}{X_S} \sin \delta \quad (2.1)$$

$$Q_L(V) = VI \sin \varphi = V \frac{IX_S \sin \varphi}{X_S} = \frac{EV}{X_S} \cos \delta - \frac{V^2}{X_S} \quad (2.2)$$

El ángulo δ entre los fasores E y V puede ser eliminado al sumar ambas ecuaciones al cuadrado, y aprovechar que $\cos^2 \delta + \sin^2 \delta = 1$, obteniendo así:

$$\left(\frac{EV}{X_S}\right)^2 = [P_L(V)]^2 + \left[Q_L(V) + \frac{V^2}{X_S}\right]^2 \quad (2.3)$$

Como en un principio, la carga es constante e independiente de la tensión, la ecuación anterior puede ser reescrita como sigue:

$$\left(\frac{EV}{X_S}\right)^2 = P_L^2 + \left[Q_L + \frac{V^2}{X_S}\right]^2 \quad (2.4)$$

Si se desarrolla el binomio del lado derecho, la ecuación puede ser reescrita como:

$$\left(\frac{V^2}{X_S}\right)^2 - \left(\frac{E^2}{X_S} - 2Q_L\right)\left(\frac{V^2}{X_S}\right) + (P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (2.5)$$

Definiendo $S'' = E^2/X_S$ como el nivel de cortocircuito (SCL, por sus siglas en inglés) de la barra de carga, la ecuación anterior pasa a ser:

$$\left(\frac{V^2}{X_S}\right)^2 - (S'' - 2Q_L)\left(\frac{V^2}{X_S}\right) + (P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (2.6)$$

La ecuación anterior corresponde a una ecuación cuadrática en la variable (V^2/X_S) . En el plano (P, Q) , la ecuación se grafica como una familia de circunferencias cuyos radios aumentan al aumentar V , además de estar cada vez más abajo en el eje Q . Estas circunferencias siguen la envolvente de la parábola correspondiente a la cuadrática, tal como se muestra en la figura 2.4. Estas circunferencias delimitan la potencia que puede ser transferida a la carga. Para cada punto dentro de la envolvente, como lo es el punto A, hay dos posibles soluciones para la ecuación anterior, i.e. dos tensiones V_1, V_2 con las cuales es posible transferir la potencia (P_L, Q_L) correspondiente a A. Estas tensiones, como se observa en la figura, describen dos circunferencias en el plano (P, Q) , donde la circunferencia de mayor radio corresponde a $V_2 > V_1$.

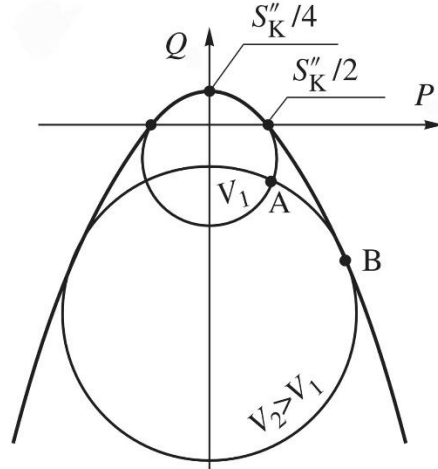


Figura 2.4: Familia de circunferencias que delimitan la potencia transferida.

Por otra parte, para cualquier punto B en la envolvente (en la parábola como tal), hay una única tensión V para la cual se logra satisfacer la ecuación. Esta última tiene solución cuando su discriminante es cero, es decir:

$$\Delta = (S'' - 2Q_L)^2 - 4(P_L^2 + Q_L^2) = 0 \quad (2.7)$$

Resolviendo la ecuación anterior, se obtiene que:

$$Q_L = \frac{S''}{4} - \frac{P_L^2}{S''} \quad (2.8)$$

El resultado obtenido corresponde a la parábola invertida mostrada en la figura 2.5 que cruza el eje P_L en $P_L = S''/2$ y tiene un máximo en $P_L = 0$ y $Q_L = S''/4$. Los puntos dentro de la parábola son puntos estables, es decir, puntos en los que el generador puede proveer la potencia demandada por la carga.

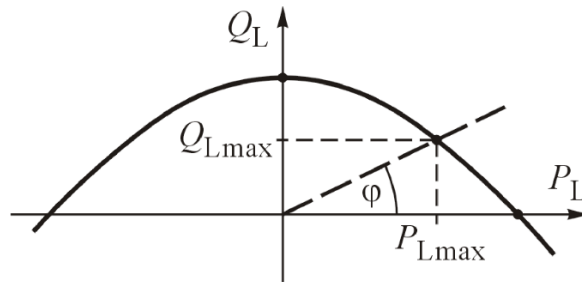


Figura 2.5: Parábola invertida delimitando la zona estable de operación.

La potencia activa y reactiva se relacionan a través del ángulo φ asociado al factor de potencia mediante $Q_L = \tan \varphi P_L$, lo cual describe la recta indicada en la figura 2.3, la cual tiene inclinación φ . Además, intersecta a la parábola en (P_{Lmax}, Q_{Lmax}) , la máxima transferencia de

potencia donde el sistema sigue siendo estable. Como la parábola corresponde a soluciones para el discriminante $\Delta = 0$, es posible sustituir en la ecuación correspondiente tal que:

$$(S'' - 2 \tan \varphi P_{Lmax})^2 - 4P_{Lmax}(1 + \tan^2 \varphi) = 0 \quad (2.9)$$

lo cual se puede reescribir como:

$$(S'' - 2 \tan \varphi P_{Lmax})^2 - \left(\frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi}\right)^2 = 0 \quad (2.10)$$

lo que equivale a:

$$\left[(S'' - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) - \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi}\right] \left[(S'' - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) + \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi}\right] = 0 \quad (2.11)$$

Lo obtenido entrega soluciones positiva y negativa para P_{Lmax} . Sin embargo, dada la convención de que $P > 0$ significa consumo y que $P < 0$ significa generación, se considerará la solución positiva dada por el paréntesis cuadrado izquierdo:

$$(S'' - 2 \tan \varphi P_{Lmax}) - \frac{2P_{Lmax}}{\cos \varphi} = 0 \quad (2.12)$$

a partir de lo cual se puede despejar que:

$$P_{Lmax} = \frac{S''}{2} \frac{\cos \varphi}{1 + \sin \varphi} \quad (2.13)$$

y con ello:

$$Q_{Lmax} = \frac{S''}{2} \frac{\sin \varphi}{1 + \sin \varphi} \quad (2.14)$$

Dado que $S = P + jQ$:

$$S_{Lmax} = \frac{S''}{2} \frac{1}{1 + \sin \varphi} (\cos \varphi + j \sin \varphi) \quad (2.15)$$

de lo cual se deduce que la magnitud máxima de la potencia aparente está dada por:

$$|S_{Lmax}| = \frac{S''}{2} \frac{1}{1 + \sin \varphi} \quad (2.16)$$

La ecuación anterior corresponde a la máxima transferencia de potencia, es decir, al valor de la potencia en la punta de la curva PV o curva de la nariz, tal como se muestra en la figura 2.6. Es interesante notar cómo esta potencia máxima transferida es directamente proporcional al nivel de cortocircuito (SCL) S'' .

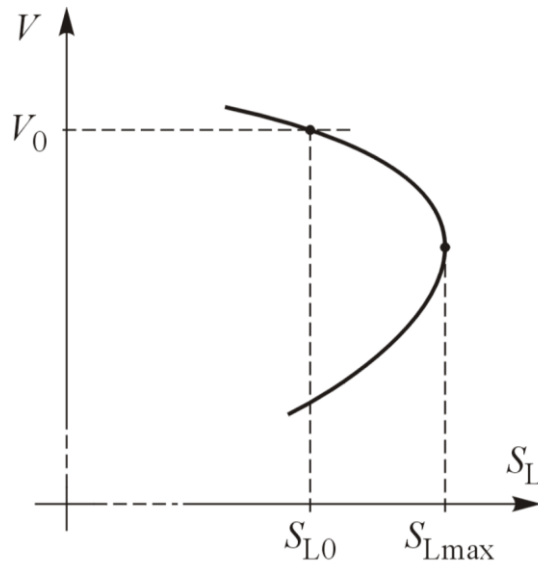


Figura 2.6: Ejemplo de curva de la nariz.

De esta manera, en sistemas débiles (con bajos SCL), la punta de la nariz se alcanzará con potencias más bajas que en sistemas robustos (con altos SCL). Más aún, si el SCL es lo suficientemente bajo, puede darse la situación en que la punta de la nariz sea alcanzada con la potencia nominal de operación. Aquello significa una situación de riesgo importante, pues durante la operación normal podría desencadenarse una inestabilidad de tensión, que eventualmente podría terminar en un blackout. En [34] se muestra un estudio interesante realizado en la red de prueba IEEE de 39 barras (ver figura 2.8). En dicha figura, se ilustra que en las barras 30, 35, 37 y 38 tienen conectadas TGVCC. En el estudio se calculan, entre otros indicadores de robustez, los SCR de las barras antes mencionadas, los cuales se muestran en la tabla 2.2 junto a la potencia inyectada por el medio de generación presente en cada una.

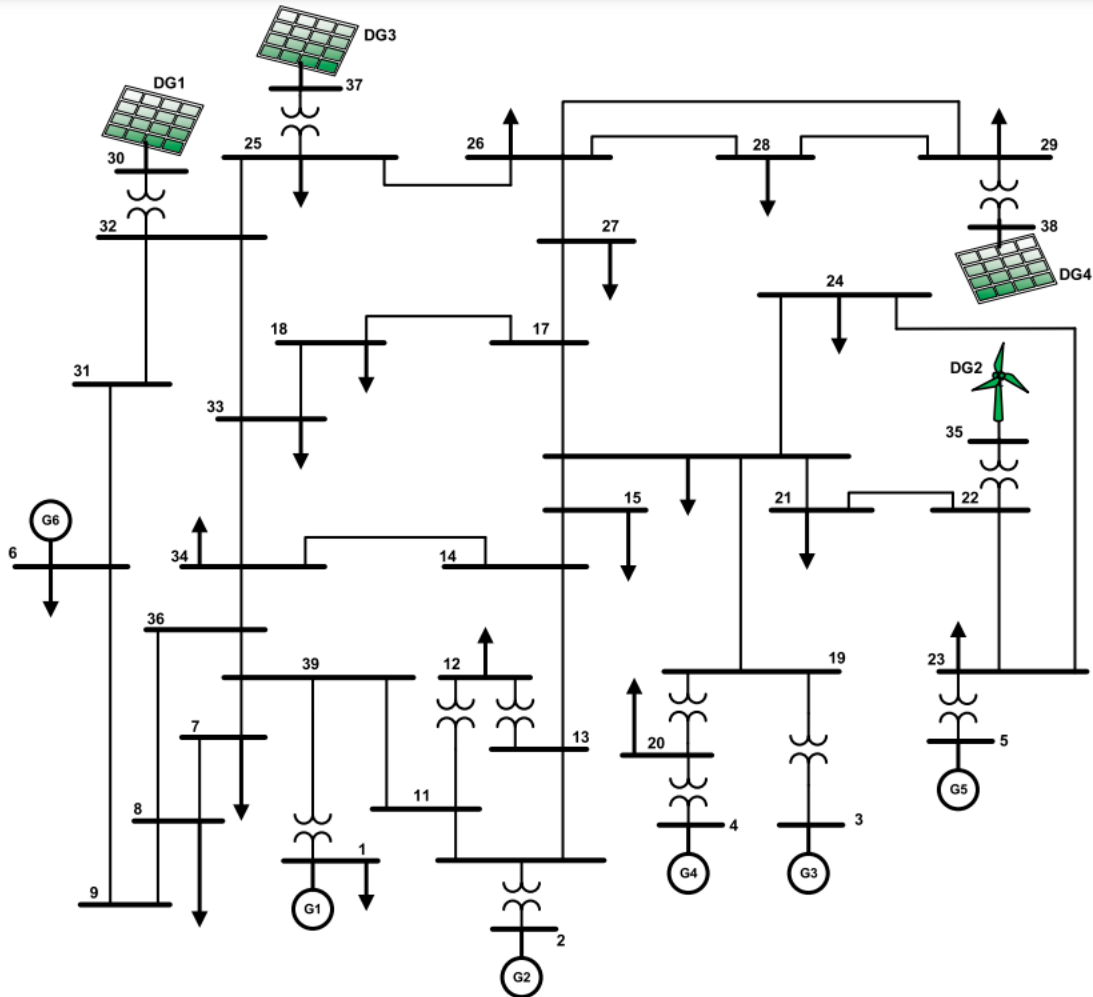


Figura 2.8: Red de prueba IEEE de 39 barras [34].

Barra	Potencia inyectada [MW]	SCR
30	250	9,84
35	650	4,46
37	500	3,83
38	800	1,59

Tabla 2.2: Potencia inyectada y SCR de las barras de interés [34].

A partir de la tabla, se evidencia que la barra 38 corresponde a la barra menos robusta, mientras que la barra 30 corresponde a la más robusta. Luego, es esperable que la barra 38 sea más propensa a presentar problemas de tensión. La figura 2.9 muestra las curvas de la nariz de cada barra, donde se confirma lo anterior, pues se observa cómo la barra más sensible a las variaciones de potencia activa es la barra 38. Además, se observa que, cuando la inyección de potencia en cada barra es cercana al valor indicado en la tabla 2.2, la tensión más baja se presenta de igual manera en la barra 38, teniéndose una tensión de 0,84 [p.u.], pudiendo haber dado origen a un colapso de tensión [34].

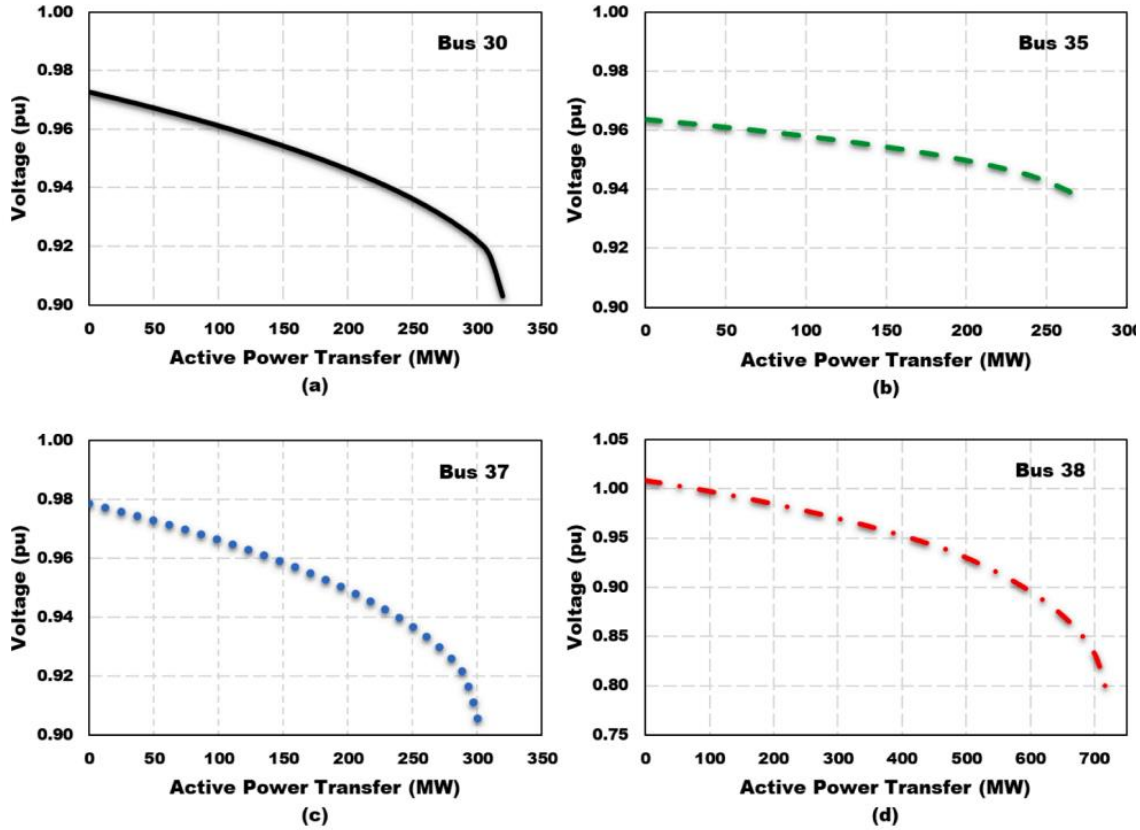


Figura 2.9: Curvas PV de las barras en estudio [34].

2.4. Cálculo del nivel de cortocircuito

El nivel de cortocircuito, en un punto de la red, se puede calcular empleando la siguiente expresión [35]:

$$S_{cc} = \sqrt{3}V_{fn}I_{cc} \quad (2.17)$$

Donde V_{fn} representa la tensión fase-neutro pre-falla en el punto donde ocurre la contingencia, e I_{cc} la corriente de cortocircuito trifásica. Para el cálculo de esta última, existen diversas alternativas, las cuales se describen a continuación:

- **Método de superposición:** También conocido como “Método completo”, es un enfoque de cálculo detallado, en el cual se considera el punto de operación exacto en el momento de la falla del sistema en estudio. Concretamente, el método toma en cuenta el despacho de los generadores y la demanda de los consumos, además de considerar las tensiones y corrientes pre-falla en el sistema, junto a las características dinámicas de los componentes eléctricos. De esta forma, se estudia por separado el sistema en operación normal, y el sistema durante una falla, de manera que la corriente de cortocircuito resulta de la superposición de ambas condiciones de operación.
- **Métodos simplificados:** Los estándares internacionales, como IEEE e IEC, presentan una forma alternativa y simplificada de calcular las corrientes de cortocircuito, de manera de facilitar el análisis y cálculo de dichas corrientes. Para ello, se asume que el sistema opera

sin carga antes de la falla. De esta manera, se asumen tensiones nominales en el sistema en estudio, y además, se desprecian las corrientes pre-falla, asumiendo que, previo a la contingencia, $I = 0$. Lo anterior es relevante, pues quiere decir que, a diferencia del caso del método completo, en los métodos simplificados el despacho no influye en la corriente de cortocircuito. De igual manera, se emplean valores estándar de impedancias subtransitorias, transitorias y de régimen permanente, los cuales no necesariamente reflejan la condición real de operación del sistema en estudio. Adicionalmente, los métodos simplificados emplean métodos de análisis de mallas de secuencia, lo cual puede no capturar todas las interacciones entre componentes del sistema en estudio.

Dentro de los estándares internacionales más reconocidos para el cálculo de corrientes de cortocircuito, destacan ANSI/IEEE C37 (estándar norteamericano) [36], y también IEC 60909 (estándar europeo) [37]. Dado que el Anexo Técnico de Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito de la CNE [38] emplea el estándar IEC 60909, este será el estándar empleado para el cálculo de los niveles de cortocircuito en esta memoria. Así, la corriente de cortocircuito trifásica, en [kA], se calcula según la siguiente expresión:

$$I_{cc3\phi} = \frac{cV_{ff}}{\sqrt{3}|Z_1|} \quad (2.18)$$

Donde:

- V_n : Tensión nominal fase-fase del sistema en el punto de falla, en [kV].
- c : Factor de tensión, el cual según IEC 60909, tiene un valor de 1,1.
- $Z_1 = R_1 + jX_1$: Impedancia equivalente de Thévenin de la red de secuencia positiva en el punto de falla, en [Ω].

El estándar IEC 60909, también propone expresiones para el cálculo de corriente de cortocircuito monofásico y bifásico:

$$I_{cc1\phi} = \frac{\sqrt{3}cV_{ff}}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (2.19)$$

$$I_{cc2\phi} = \frac{cV_{ff}}{|Z_1 + Z_2|} \quad (2.20)$$

Donde, al igual que el caso anterior:

- V_n : Tensión nominal fase-fase del sistema en el punto de falla, en [kV].
- c : Factor de tensión, el cual según IEC 60909, tiene un valor de 1,1.
- $Z_1 = R_1 + jX_1$: Impedancia equivalente de Thévenin de la red de secuencia positiva en el punto de falla, en [Ω].

Y, además:

- $Z_2 = R_2 + jX_2$: Impedancia equivalente de Thévenin de la red de secuencia negativa en el punto de falla, en [Ω].

2.6. Costos de falla en los sistemas eléctricos

Las situaciones más críticas que pueden enfrentar los SEP surgen cuando algún accidente o contingencia altera su operación normal y lo lleva a una condición de inestabilidad irreparable. La pérdida de estabilidad en los SEP implica el corte de suministro de energía a la población y el sector productivo, con costos sociales tangibles como son la alteración de la calidad de vida de la población y las pérdidas económicas directas. A modo de ejemplo, el último apagón ocurrido en Australia el año 2016, involucró una pérdida económica estimada de 230 millones de USD, dejando a 850 mil personas sin electricidad [10]. En el sistema chileno, los cortes de suministro ocurridos producto de diferentes contingencias durante el 2022 involucraron un total de aproximadamente 8.8 GWh de energía no suministrada [28]. Si se considera el valor del Costo de Falla de Corta Duración [30], se obtiene que un costo conservador de dicha energía es 123 millones de USD.

En el caso particular de Chile, el cálculo de los costos de falla se realiza según lo indicado en el “Estudio Costo de Falla de Corta y Larga duración SEN y SSMM” publicado en julio del 2021, el cual entrega los costos de falla según la duración de esta y su profundidad. La duración se clasifica como sigue [30]:

1. **Fallas de corta duración:** Son aquellas que ocurren sin previo aviso, que podrían durar desde unos segundos hasta varias horas. Generalmente, ocurren por eventos en las redes de transmisión y distribución. Sin embargo, también pueden producirse como consecuencia de la salida no prevista y simultánea de más de una central generadora de gran tamaño.
2. **Fallas de larga duración:** Son aquellas fallas causadas, básicamente, por déficits profundos y prolongados en el abastecimiento de energía. Estos déficits podrían ser causados por eventualidades tales como indisponibilidad de combustibles o de infraestructura energética, desastres naturales y/o condiciones hidrológicas extremas. Dependiendo de la gravedad de la escasez, estas pueden implicar varios niveles de profundidad o duración.

Dados los objetivos de este trabajo, el foco está en fallas de corta duración. El costo económico de estas se clasifica según la profundidad, la cual está dada por la duración temporal del corte de suministro. La tabla 2.3 muestra los costos de falla de corta duración por profundidad, tanto para el SEN como para sistemas medianos (SSMM¹).

Sistema	Costo de falla de corta duración (\$/kWh)			
	Corte 20 minutos	Corte 1 hora	Corte 4 horas	Corte 24 horas
SEN	5.804	4.335	3.678	3.320
SSMM 1	6.341			
SSMM 2	7.736			

Tabla 2.3: Costo de falla de corta duración por profundidad [30].

¹ En la tabla 3.1, SSMM 1 corresponde a los sistemas eléctricos de Cochamó, Hornopirén y Palenta. Por otra parte, SSMM 2 corresponde a los sistemas eléctricos de Aysén, General Carrera, Punta Arenas, Puerto Natales, Porvenir y Puerto Williams.

Capítulo 3: Metodología

La figura 3.1 muestra el diagrama de flujo de la metodología propuesta para cuantificar el costo económico de las fallas a partir del SCL. Para ello, se propone encontrar una función $g(SCL_i, f_i)$ que reciba como argumento una falla f_i que ocurra en una barra con un nivel de cortocircuito SCL_i . El objetivo es que dicha función entregue como resultado una tupla $(ENS_i, \$_i)$ compuesta por la energía no suministrada ENS_i y el costo asociado a dicha falla $\$_i$. De esta manera, la función $g(SCL_i, f_i)$ permitirá estimar el costo de falla, a partir de la robustez del punto donde esta ocurra, y así entender los efectos de la robustez en estos costos.

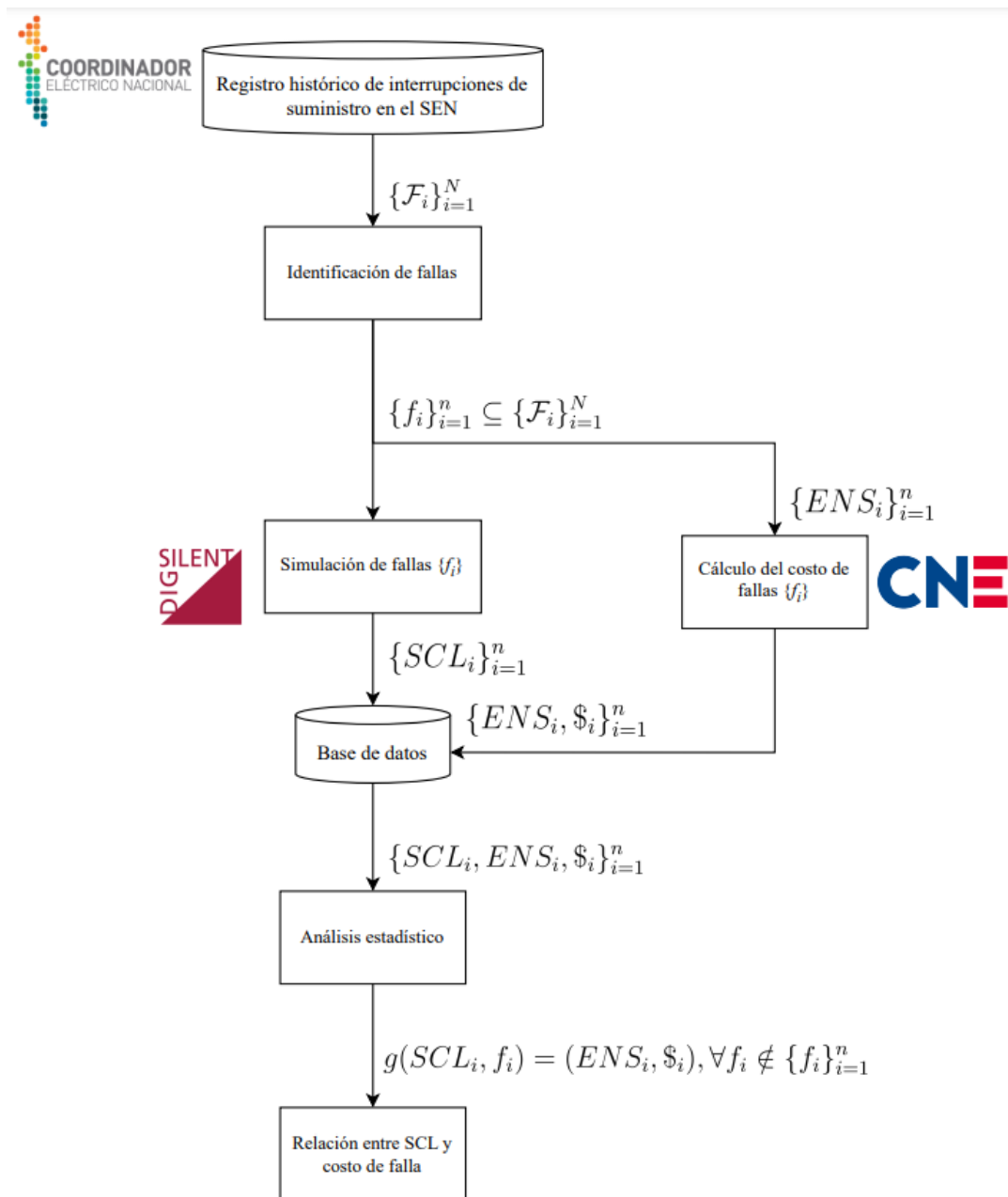


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología propuesta.

3.1. Identificación de fallas

El primer paso consiste en, a partir del registro histórico de Interrupciones de Suministro en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN), conformado por un conjunto de fallas $\{\mathcal{F}_i\}_{i=1}^N$, extraer un subconjunto de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n \subseteq \{\mathcal{F}_i\}_{i=1}^N$. Las fallas de interés para el subconjunto $\{f_i\}_{i=1}^n$ son aquellas correspondientes a cortocircuitos que hayan tenido como consecuencia pérdida de suministro en alguna parte del sistema. En el registro histórico de interrupciones, además, se identifica el punto donde ocurre la falla, hora y fecha de la contingencia, entre otras informaciones relevantes para las etapas siguientes. Dentro de estas, se encuentra el monto de energía no suministrada (ENS) como consecuencia de la falla, el cual será útil para la etapa del cálculo de costo de falla de esta metodología.

De esta manera, este subconjunto de fallas pasa a las siguientes dos etapas paralelas, que son la simulación y cálculo de costo de falla de cada una de estas.

3.2. Simulación de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n$

En esta etapa se estima la robustez del punto donde ocurre cada falla f_i , a partir del nivel de cortocircuito SCL_i respectivo utilizando el programa computacional DigSILENT. Las fallas se simulan en el modelo del SEN de cada año, según la fecha en la que ocurre cada falla. Si bien el coordinador provee un modelo distinto para cada mes del año, es razonable suponer que la topología del SEN no presenta mayores cambios entre un mes y otro. De esta manera, para el cálculo de los niveles de cortocircuito, dependiendo de la fecha en que ocurre la falla, se ocupa el modelo correspondiente, según se indica en la tabla 3.1.

Año de la contingencia	Mes de la contingencia	Modelo SEN empleado
2021	Enero - Junio	Enero 2021
	Julio - Diciembre	Enero 2022
2022	Enero - Junio	Enero 2022
	Julio - Diciembre	Diciembre 2022
2023	Enero - Junio	Diciembre 2022
	Julio - Diciembre	Diciembre 2023

Tabla 3.1: Potencia inyectada y SCR de las barras de interés [38].

Los datos de salida de esta etapa se almacenan en una base de datos junto al costo de cada falla, el cual es calculado paralelamente.

3.3. Cálculo del costo de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n$

Este cálculo se realiza según lo indicado en la sección 2.6, donde el costo de falla se calcula considerando la duración de la interrupción de suministro. Una vez que se calculan los costos $\$i$ de cada falla f_i a partir de la ENS identificada en la primera etapa, estos costos se almacenan en la misma base de datos donde se almacena el SCL_i calculado en la etapa anterior.

3.4. Análisis estadístico

Con la información de la base de datos obtenida en la etapa anterior, se realiza un análisis estadístico con el objetivo de encontrar una relación entre una falla (junto a su nivel de cortocircuito correspondiente) y la energía no suministrada (junto a su costo de falla correspondiente). De esta manera, se espera obtener una función $g(SCL_i, f_i)$ que reciba como entrada una falla, y que dado el SCL de la barra donde ocurre dicha falla, se pueda obtener una estimación de la energía no suministrada y el costo de falla correspondiente ($ENS_i, \$_i$).

Capítulo 4: Resultados

4.1. Análisis de la base de datos

Las fallas seleccionadas fueron extraídas de la Base de Datos de Interrupciones de Suministro en el SEN, obtenida del sitio web del Coordinador Eléctrico Nacional. En esta, se encuentra información relativa a 1.623 eventos acontecidos en el SEN, que tuvieron como consecuencia la desconexión de consumos, los cuales pueden ser programados o no programados. Dentro de los eventos no programados, se encuentran contingencias como sobrecargas de transformadores, líneas de transmisión, activación de EDAC, y cortocircuitos, siendo estos últimos el foco de este trabajo. Desde esta base de datos, se seleccionaron 141 fallas, correspondientes a cortocircuitos de distinta naturaleza, que tuvieron como consecuencia la pérdida de suministro, y por ende, cierto monto de energía no suministrada (ENS).

En la base de datos antes mencionada se encuentra una descripción de cada una de las fallas ocurridas, los propietarios de las instalaciones de origen, la fecha y hora en que ocurrieron, además del Estudio de Análisis de Falla (EAF) correspondiente. Los EAF, son informes donde se detalla toda la información del sistema recabada por el Coordinador durante dicho evento. Entre ellos, se detalla el origen y causa de la falla, la descripción del equipamiento afectado (generación, transmisión y consumos), la ENS, la topología del sistema eléctrico en las cercanías de la falla, análisis de la actuación de los dispositivos de protección, etc. Por tanto, la información requerida para obtener el subconjunto de fallas $\{f_i\}_{i=1}^n \subseteq \{\mathcal{F}_i\}_{i=1}^N$, se obtiene de la revisión de cada uno de los EAF, asociados a las 141 fallas seleccionadas.

En los EAF, se indica el punto donde ocurrió la falla, ya sea en la barra de una subestación, o una línea. Sin embargo, para el caso de las líneas de transmisión, el punto de falla no siempre es claro. En algunos de los EAF revisados, se indica únicamente el número de la estructura afectada por la contingencia, sin tener claridad en qué extremo de la línea se enumeran las estructuras. Más aún, en muchos EAF no se indica el punto de falla, y sólo se indica la línea afectada. Dado los detalles anteriores, para realizar el cálculo del SCL asociado a las fallas seleccionadas, se asume:

- Si no se entrega el punto de falla exacto, pero sí el número de estructura afectada en el EAF, dada una falla en la línea de nombre “A-B” (extremo emisor A y extremo receptor B), se asume que las estructuras se enumeran desde el extremo A. Además, como cada línea tiene un vano distinto (incluso dentro de la misma línea), se considera un vano de 70 m para todas las fallas estudiadas. De esta manera, es posible estudiar la distancia a la cual ocurre la falla.
- Si no se entrega el número de estructura en el EAF ni el punto exacto de falla, se asume que la falla ocurre en el punto medio de la línea.

De esta manera, con la información extraída de los 141 EAF seleccionados, se construye la base de datos, que se utiliza como dato de entrada para el análisis estadístico. En esta base de datos, se incluye el EAF asociado, la fecha en que ocurrió la contingencia y su localización, el nivel de tensión, el tipo de falla, el origen de la falla, la ENS, el tiempo de desconexión, y el despacho al momento de la falla. La base de datos completa se encuentra en el Anexo A.

La figura 4.1 muestra la distribución del porcentaje de fallas por nivel de tensión. Como se observa en la figura 4.1, la mayoría de las fallas corresponden a fallas en el nivel de tensión de 66 kV, seguido de fallas en los niveles de 110 kV, y a continuación en 220 kV. Las fallas en 500 kV, 154 kV y en media tensión (tensiones inferiores a 66 kV), representan menos del 10% de la base de datos. Por otro lado, en la figura 4.2 se observa que la mayoría de las fallas corresponden a cortocircuitos monofásicos, siendo estas casi el 70% de las fallas estudiadas. Del resto de fallas, el 25,5% corresponde a cortocircuitos bifásicos, y solamente un 5,8% corresponde a cortocircuitos trifásicos.

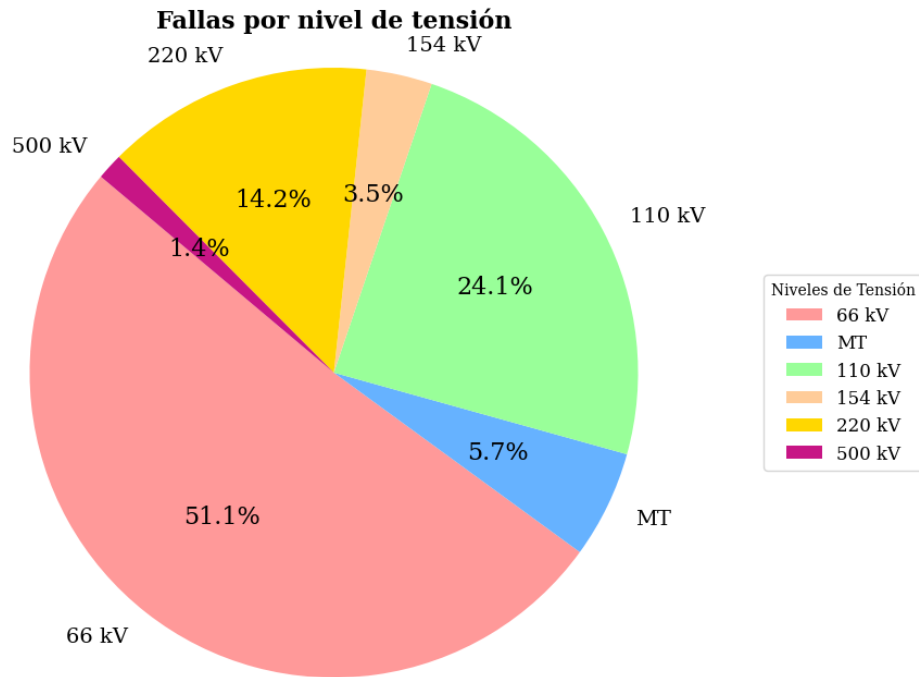


Figura 4.1: Distribución de fallas por nivel de tensión.

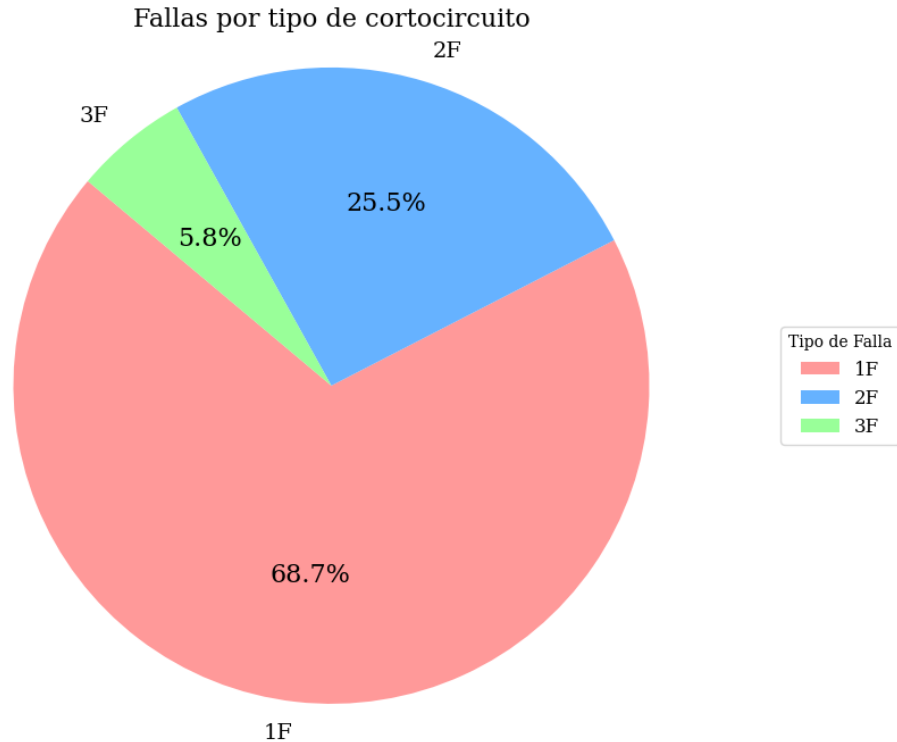


Figura 4.2: Distribución de fallas por naturaleza del cortocircuito.

La tabla 4.1 muestra las causas de las fallas que componen la base de datos, incluyendo la cantidad de fallas con esa causa, y el porcentaje total de la base de datos que representan.

Causa de la falla	N° de fallas	%
Acortamiento de distancia eléctrica	3	2,13
Ave electrocutada	23	16,31
Caída de árbol	18	12,77
Catástrofe natural	1	0,71
Descarga atmosférica	14	9,93
Excremento de ave	1	0,71
Falla de material	7	4,96
Falla en instalación	3	2,13
Impacto de objeto contra conductores	9	6,38
Incendio cercano	8	5,67
Intervención de terceros intencional	2	1,42
Intervención de terceros no intencional	1	0,71
Pérdida de aislación	14	9,93
Robo de cobre	7	4,96
Roedor electrocutado	2	1,42
Sin determinar	11	7,80
Trabajos mal ejecutados	4	2,84
Vehículo terrestre (directo)	5	3,55
Vehículo terrestre (indirecto)	8	5,67

Tabla 4.1: Causas de las fallas estudiadas.

De la tabla 4.1, se observa que las principales causas de los cortocircuitos estudiados son la electrocución de aves (16,31%), la caída de árboles sobre líneas (12,77%), las descargas atmosféricas sobre las líneas (9,93%), y la pérdida de aislación (9,93%). Sin embargo, la distribución de las causas de los cortocircuitos depende del nivel de tensión de las fallas estudiadas. En las figuras 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6, se muestran la distribución de las causas de las fallas en 66 kV, 110 kV, 220 kV y 500 kV, respectivamente.

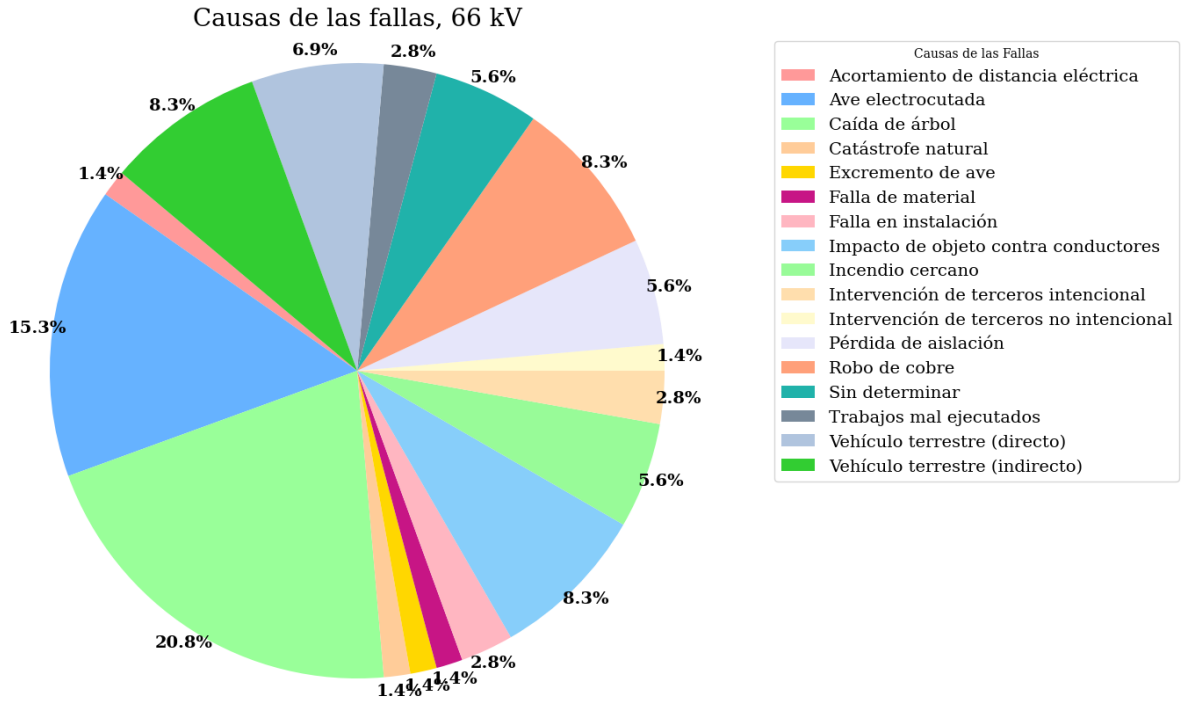


Figura 4.3: Distribución de fallas por causa del cortocircuito, 66 kV.

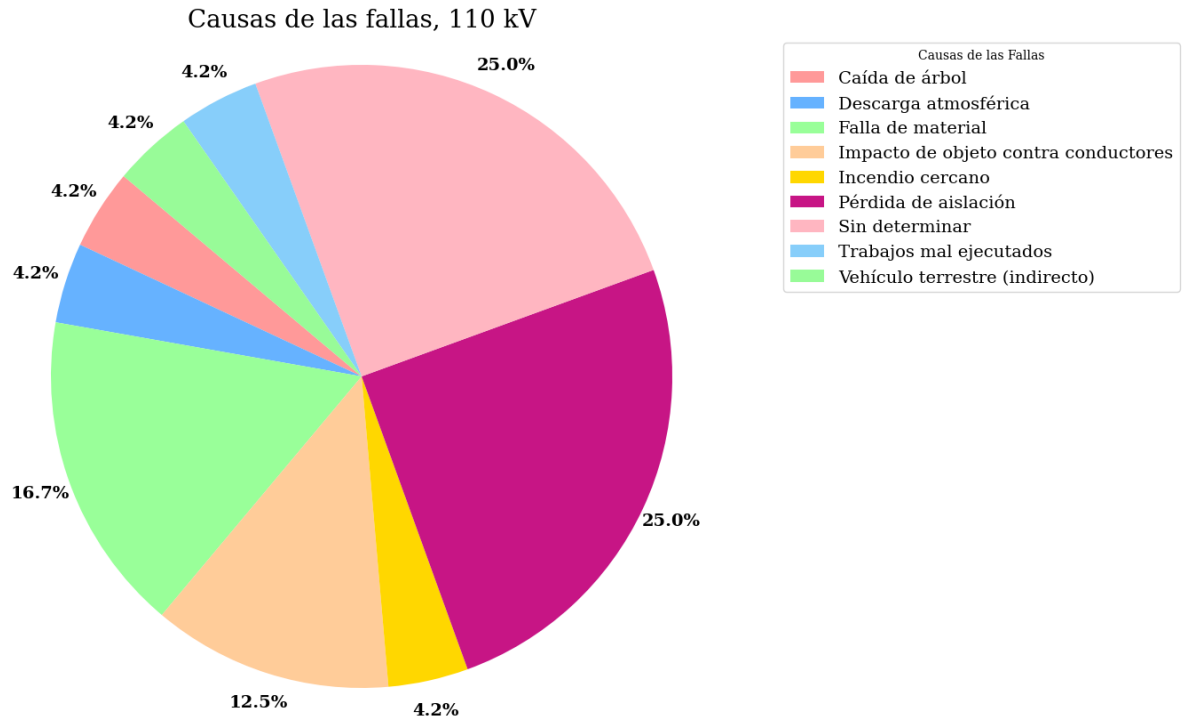


Figura 4.4: Distribución de fallas por causa del cortocircuito, 110 kV.

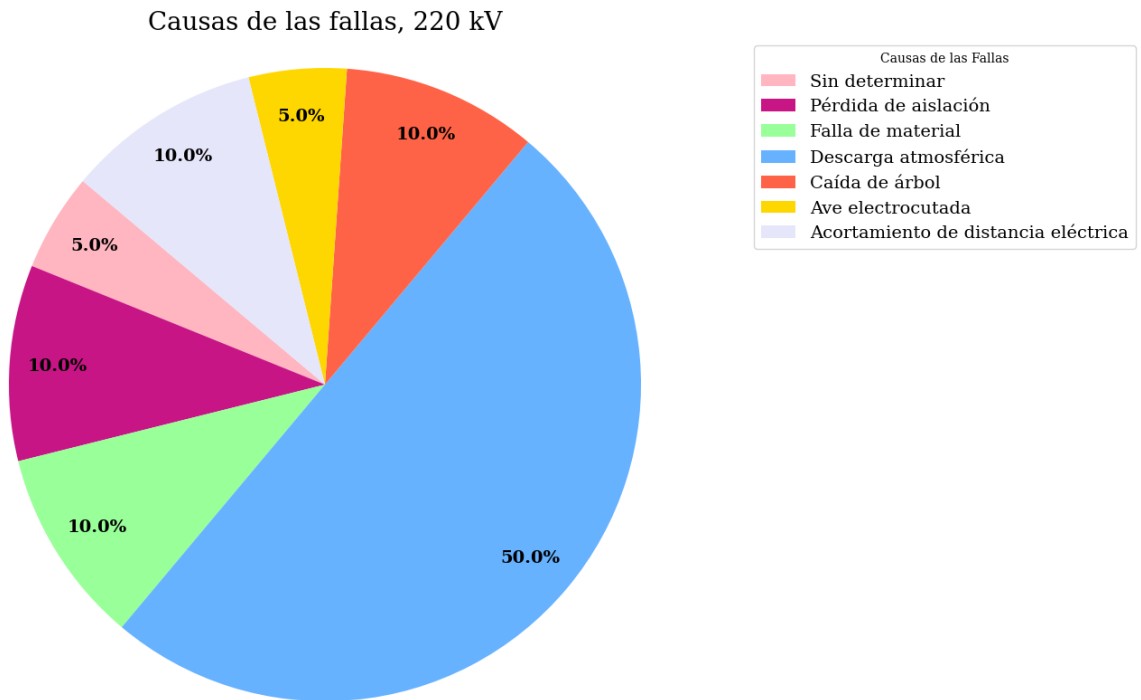


Figura 4.5: Distribución de fallas por causa del cortocircuito, 220 kV.

Causas de las fallas, 500 kV

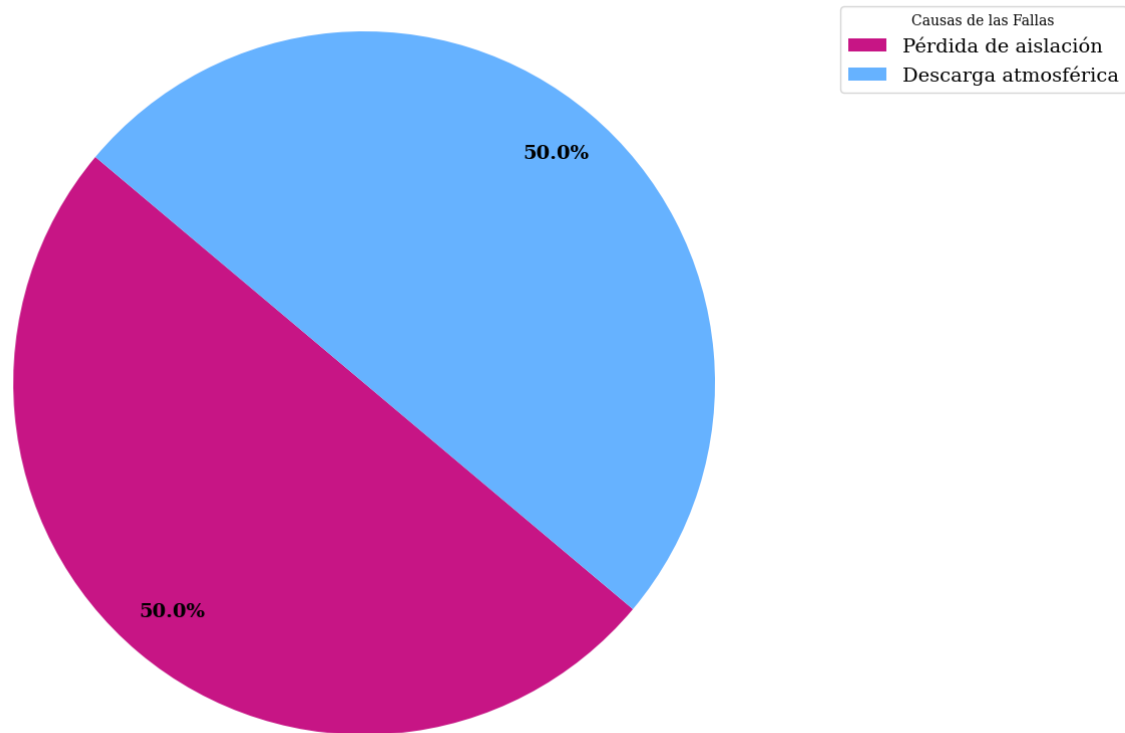


Figura 4.6: Distribución de fallas por causa del cortocircuito, 500 kV.

De la figura 4.3, se observa que las principales causas de los cortocircuitos en 66 kV son la electrocución de aves, la caída de árboles sobre las líneas, vehículos terrestres (de manera directa o indirecta), el impacto de objetos contra los conductores de las líneas, y el robo de cobre. Por otra parte, la figura 4.4 muestra que las principales causas de los cortocircuitos en 110 kV son también la electrocución de aves y el impacto de objetos contra los conductores de las líneas. Sin embargo, en este caso cobran relevancia la pérdida de aislación y las fallas de los materiales, ya sea por fatiga, corrosión, etc. Finalmente, en las figuras 4.5 y 4.6, se observa que las principales causas de los cortocircuitos en 220 y 500 kV son las descargas atmosféricas y la pérdida de aislación.

De acuerdo a la información presentada, se evidencia que las causas de las fallas en 66 kV, y en cierta medida para 110 kV, están relacionadas con la vulnerabilidad de la infraestructura de transmisión. Esto pues, la infraestructura de transmisión en 66 kV está más expuesta a eventos como el impacto de objetos en los conductores y la caída de árboles (entre otras causas) que la infraestructura para niveles de tensión superiores.

Si bien las causas anteriores también ocurren en niveles de 110 kV, tienen menos participación que en 66 kV, adquiriendo importancia fallas con orígenes intrínsecos del sistema de transmisión. Se dice fallas con orígenes intrínsecos, pues no son agentes externos al sistema de transmisión los que las provocan (a diferencia de las causas revisadas anteriormente). En este caso, son defectos inherentes de los componentes del sistema los que desencadenan los cortocircuitos. Es decir, la causa no está relacionada con la vulnerabilidad de la estructura del sistema de transmisión.

Finalmente, en las figuras 4.5 y 4.6 se observa que las causas de las fallas en 220 y 500 kV, también son de origen intrínseco (descargas atmosféricas).

A partir de lo anterior, es posible concluir que la red de transmisión en 66 kV es la más afectada por los cortocircuitos, debido a la vulnerabilidad de su infraestructura. Esto tiene sentido, al observar el gráfico de la figura 4.1, donde se ve que la mayoría de fallas son en 66 kV, corroborando así la conclusión anterior. Es importante aclarar que lo mencionado anteriormente, no implica que la red de transmisión en 220 y 500 kV está exenta de cortocircuitos causados por agentes externos. Lo que se quiere decir, es que es mucho más probable que un cortocircuito en 220 o 500 kV sea provocado por causas intrínsecas, como una descarga atmosférica o pérdida de aislación en una estructura de la línea. Por el contrario, si se tiene un cortocircuito en 66 kV, es de esperar que la causa de ese cortocircuito sea un agente externo, dada la vulnerabilidad de la infraestructura de transmisión para este nivel de tensión.

4.2. Cálculo del SCL, costo de falla y análisis estadístico

4.2.1. Costo de falla en función del SCL

Mediante el uso del software DIGSILENT, se simularon las fallas seleccionadas en el modelo del SEN extraído de la página web del Coordinador Eléctrico Nacional, según se describió en la sección 3.2 de la metodología. A continuación, siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.3, se calcula el costo de falla para cada una de las fallas que conforman la base de datos. Los resultados del cálculo del SCL y del costo de cada falla, se encuentran en el Anexo B.

En las figuras 4.7, 4.8 y 4.9, se muestra el costo de cada falla en función del SCL existente en el lugar donde ocurre la falla, para fallas en 66 kV, 110 kV y 220 kV, respectivamente. Se presentan gráficos únicamente para estos niveles de tensión, dado que representan los mayores porcentajes de las fallas estudiadas.

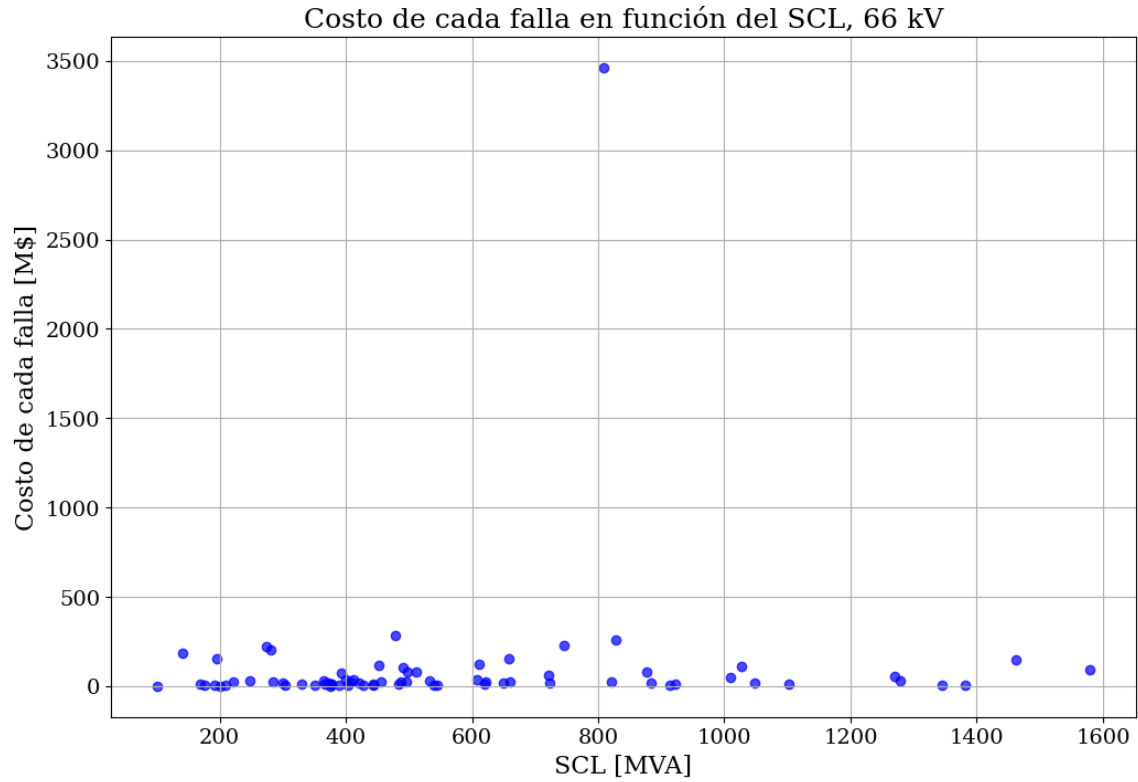


Figura 4.7: Costo de cada falla en función del SCL, para fallas en 66 kV.

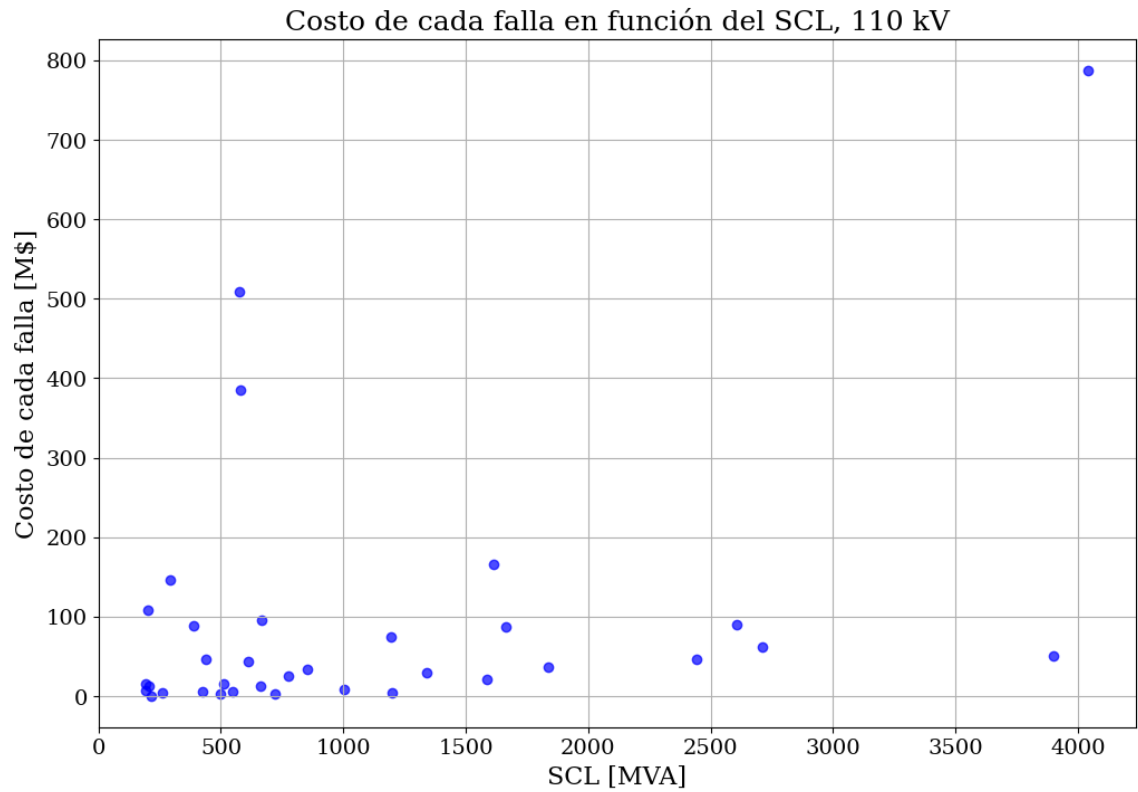


Figura 4.8: Costo de cada falla en función del SCL, para fallas en 110 kV.

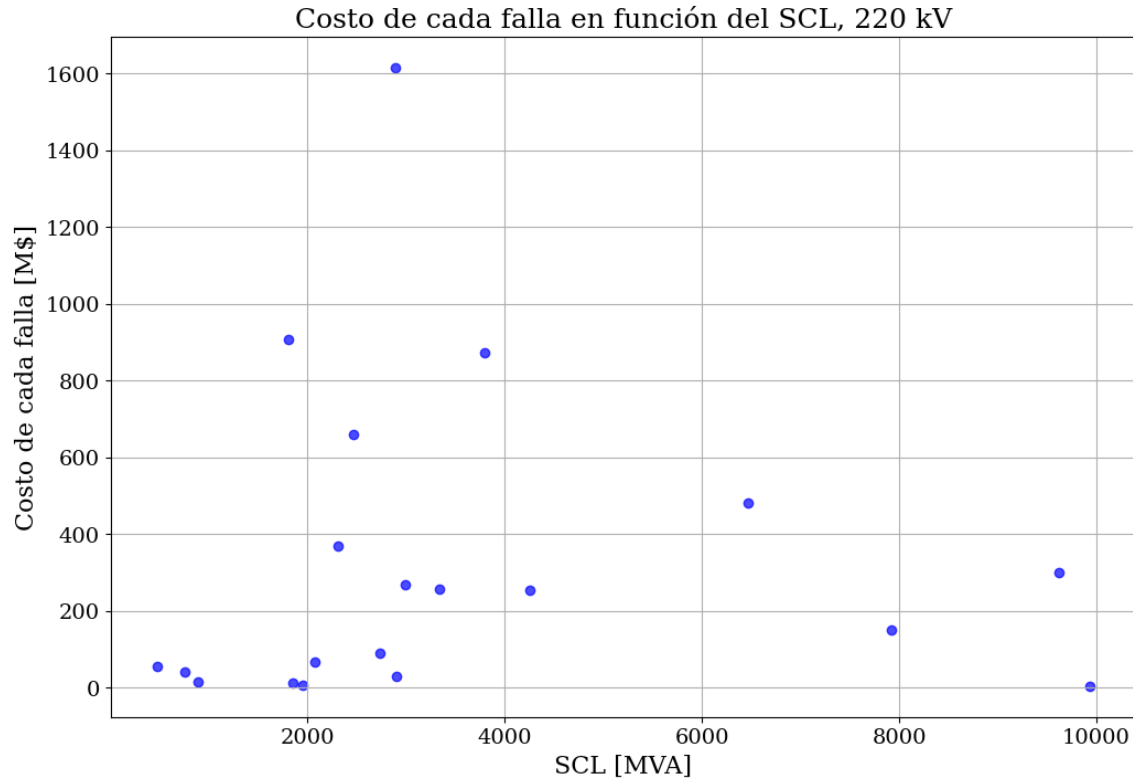


Figura 4.9: Costo de falla en función del SCL, para fallas en 220 kV.

Al analizar las curvas anteriores, no se observa una tendencia clara entre el costo de cada falla y SCL en el punto donde ocurre la falla. Además, en los tres gráficos presentados se observa la existencia de puntos extremos, que corresponden a fallas que tienen como consecuencia una ENS elevada, pero que ocurren en puntos poco robustos de la red. En la tabla 4.2 se presentan las características de la fallas asociadas a estos puntos extremos, incluyendo el nivel de tensión, SCL, la ENS, y el tiempo de indisponibilidad de cada una de las fallas.

Nivel de tensión [kV]	EAF asociado	SCL [MVA]	ENS [MWh]	t [h]
66	EAF 423-2023	745	68,9	8
	EAF 249-2021	140	55,4	11,6
	EAF 276-2022	195	46,39	15
	EAF 069-2023	273	67,05	6
	EAF 191-2021	280	61,43	9
	EAF 129-2023	478	84,89	5
	EAF 362-2022	808	1043,2	418
110	EAF 277-2022	574	153,22	22
	EAF 190-2021	581	116,15	18
	EAF 258-2022	4042	237,2	11
220	EAF 267-2022	1808	273,27	6
	EAF 199-2021	2466	198,58	11
	EAF 090-2022	2885	486,75	8
	EAF 009-2023	3795	262,88	21

Tabla 4.2: Puntos extremos identificados.

De la tabla 4.2, es posible inferir que los elevados costos de falla obtenidos, se deben principalmente a la sensibilidad de la ENS respecto al tiempo de indisponibilidad, más que por el propio consumo desconectado. Es por ello que, para capturar la severidad de las contingencias estudiadas, se debe ajustar la ENS producto de cada falla, con el objetivo de no considerar el efecto del tiempo de indisponibilidad sobre el costo de cada falla.

4.2.2. Ajuste del costo de falla y del SCL

Para no considerar el efecto del tiempo de indisponibilidad, se define la potencia no suministrada (PNS) como el cociente entre la ENS y el tiempo de indisponibilidad, y así capturar sólo la potencia desconectada. De esta manera, se tendrá que:

$$PNS = \frac{ENS}{t} \quad (4.1)$$

La tabla 4.3, muestra el resultado de calcular la PNS para cada uno de los puntos extremos presentados en la tabla 4.2.

Nivel de tensión [kV]	EAF asociado	ENS [MWh]	PNS [MW]
66	EAF 423-2023	68,9	8,61
	EAF 249-2021	55,4	4,78
	EAF 276-2022	46,39	3,09
	EAF 069-2023	67,05	11,18
	EAF 191-2021	61,43	6,83
	EAF 129-2023	84,89	16,98
	EAF 362-2022	1043,2	2,50
110	EAF 277-2022	153,22	6,96
	EAF 190-2021	116,15	6,45
	EAF 258-2022	237,2	21,56
220	EAF 267-2022	273,27	45,55
	EAF 199-2021	198,58	18,05
	EAF 090-2022	486,75	60,84
	EAF 009-2023	262,88	12,52

Tabla 4.3: PNS calculada para los puntos extremos identificados.

De la tabla anterior, se observa que, en general, los consumos desconectados debido a cada una de las fallas consideradas no son consumos grandes, y que era el tiempo de indisponibilidad lo que llevaba a que se tuvieran altos costos de falla. Los valores de PNS para cada una de las fallas de la base de datos se encuentran en el Anexo C.

Para capturar de manera más precisa el impacto económico de las fallas estudiadas, se evalúa el costo de falla utilizando la PNS en lugar de la ENS. De esta forma, y sin pérdida de generalidad, se calculan los costos de falla medidos en [\$/kW], es decir, costo por unidad de potencia, como se muestra en la Tabla 4.4. Lo anterior, equivale a considerar el costo de falla por hora de interrupción [\$/h].

Sistema	Costo de falla de corta duración (\$/kW)			
	Corte 20 minutos	Corte 1 hora	Corte 4 horas	Corte 24 horas
SEN	5.804	4.335	3.678	3.320
SSMM 1	6.341			
SSMM 2	7.736			

Tabla 4.4: Costo de falla según PNS propuesto.

De manera similar, el SCL empleado en el análisis mostrado en las figuras 4.7, 4.8 y 4.9, corresponde al SCL calculado considerando una falla trifásica, independiente de que la falla sea de naturaleza monofásica o bifásica. Como consecuencia, los SCL utilizados no capturan la severidad de la falla, por lo que esta no influye en los análisis realizados.

Para capturar el tipo de falla en los niveles de SCL de la base de datos construida, se debe encontrar una relación entre las potencias de cortocircuito monofásica, bifásica y trifásica, para así lograr penalizar el SCL según el tipo de falla. Tomando la expresión para potencia de cortocircuito para los casos monofásico y trifásico:

$$\begin{aligned} S_{cc3\phi} &= \sqrt{3}V_{fn}I_{cc3\phi} \\ S_{cc1\phi} &= \sqrt{3}V_{fn}I_{cc1\phi} \end{aligned} \quad (4.2)$$

Dado que se busca estudiar una relación entre $S_{cc1\phi}$ y $S_{cc3\phi}$ para la misma falla, el nivel de tensión V_{fn} es el mismo en ambos casos. Así, se tendrá que:

$$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}} = \frac{\sqrt{3}V_{fn}I_{cc1\phi}}{\sqrt{3}V_{fn}I_{cc3\phi}} = \frac{I_{cc1\phi}}{I_{cc3\phi}} \quad (4.3)$$

Considerando las ecuaciones según IEC 60909, se tendrá que:

$$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}} = \frac{I_{cc1\phi}}{I_{cc3\phi}} = \frac{\frac{\sqrt{3}cV_{ff}}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|}}{\frac{cV_{ff}}{\sqrt{3}|Z_1|}} = \frac{3|Z_1|}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (4.4)$$

El factor 3 que aparece en el numerador, se debe a que en un sistema trifásico $S_{cc3\phi} = 3S_{cc1\phi}$, por lo que no debe ser considerado. De esta manera, se obtiene que:

$$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}} = \frac{|Z_1|}{|Z_1 + Z_2 + Z_0|} \quad (4.5)$$

Siguiendo un procedimiento análogo para el caso de la falla bifásica, se obtiene que

$$\frac{S_{cc2\phi}}{S_{cc3\phi}} = \frac{I_{cc2\phi}}{I_{cc3\phi}} = \frac{\frac{cV_{ff}}{|Z_1 + Z_2|}}{\frac{cV_{ff}}{\sqrt{3}|Z_1|}} = \frac{\sqrt{3}|Z_1|}{|Z_1 + Z_2|} \quad (4.6)$$

Los resultados obtenidos, muestran que la razón entre niveles de cortocircuito para fallas monofásicas, bifásicas y trifásicas dependen únicamente de las impedancias equivalentes de secuencia positiva, negativa y cero, las cuales dependen del punto de operación del sistema en estudio. Para poder encontrar los valores de dichas razones, se sigue un procedimiento empírico, donde se calcula la corriente de cortocircuito para falla monofásica, bifásica y trifásica, para tres contingencias en distintos puntos del SEN, en distintos niveles de tensión. De esta manera, es posible calcular la razón entre los niveles de cortocircuito, para los tres tipos de falla posibles. Los resultados de los cálculos de las tres fallas se muestran en la tabla 4.5.

Falla 1			
$I_{cc3\phi}$	19,102	$\frac{S_{cc2\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,8384
$I_{cc2\phi}$	16,016		
$I_{cc1\phi}$	18,305	$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,3194
Falla 2			
$I_{cc3\phi}$	15,916	$\frac{S_{cc2\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,8206
$I_{cc2\phi}$	13,061		
$I_{cc1\phi}$	14,970	$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,3135
Falla 3			
$I_{cc3\phi}$	13,946	$\frac{S_{cc2\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,8296
$I_{cc2\phi}$	11,570		
$I_{cc1\phi}$	13,046	$\frac{S_{cc1\phi}}{S_{cc3\phi}}$	0,3118

Tabla 4.5: Relación entre potencias de cortocircuito.

De la tabla anterior se observa que los valores de las razones de potencia de cortocircuito monofásica/trifásica y bifásica/trifásica, tienen valores muy similares para las tres fallas, lo que muestra un comportamiento generalizado. De esta manera, se definen los factores de penalización de la tabla 4.6, los que ponderarán el SCL trifásico según el tipo de falla que corresponda.

$fp_{2\phi}$	0,830
$fp_{1\phi}$	0,315

Tabla 4.6: Factores de penalización del SCL, según tipo de falla.

De esta manera, siguiendo el cálculo del costo de falla para PNS (ver tabla 4.3 y Anexo A.3.), y los factores de penalización de la tabla 4.5, se obtienen los costos de falla por PNS y los SCL penalizados. En adelante, se denominarán “costo de falla y SCL con ajustes”. Los resultados se muestran en el Anexo D.

4.2.3. Costo de falla en función del SCL con ajustes

En las figuras 4.10, 4.11 y 4.12, se muestra el gráfico de costo de falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 66 kV, 110 kV y 220 kV, respectivamente. Al igual que el caso anterior, se presentan gráficos únicamente para estos niveles de tensión, dado que representan los mayores porcentajes de las fallas estudiadas.

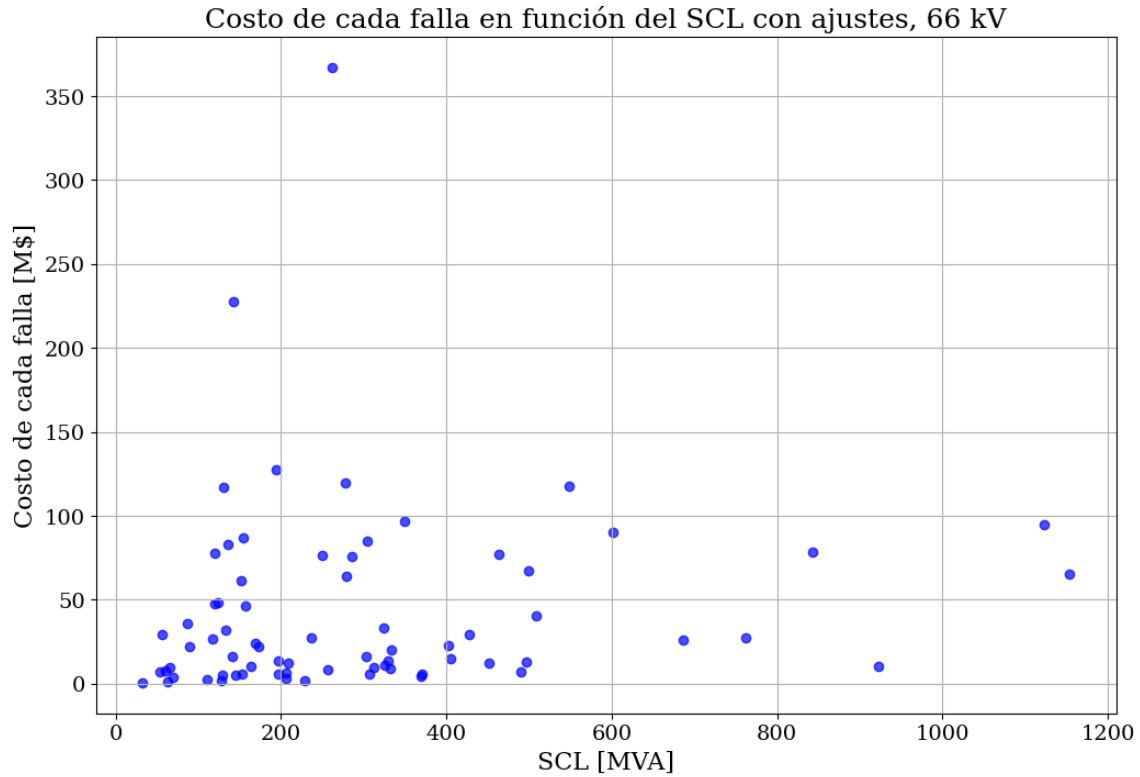


Figura 4.10: Costo de cada falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 66 kV.

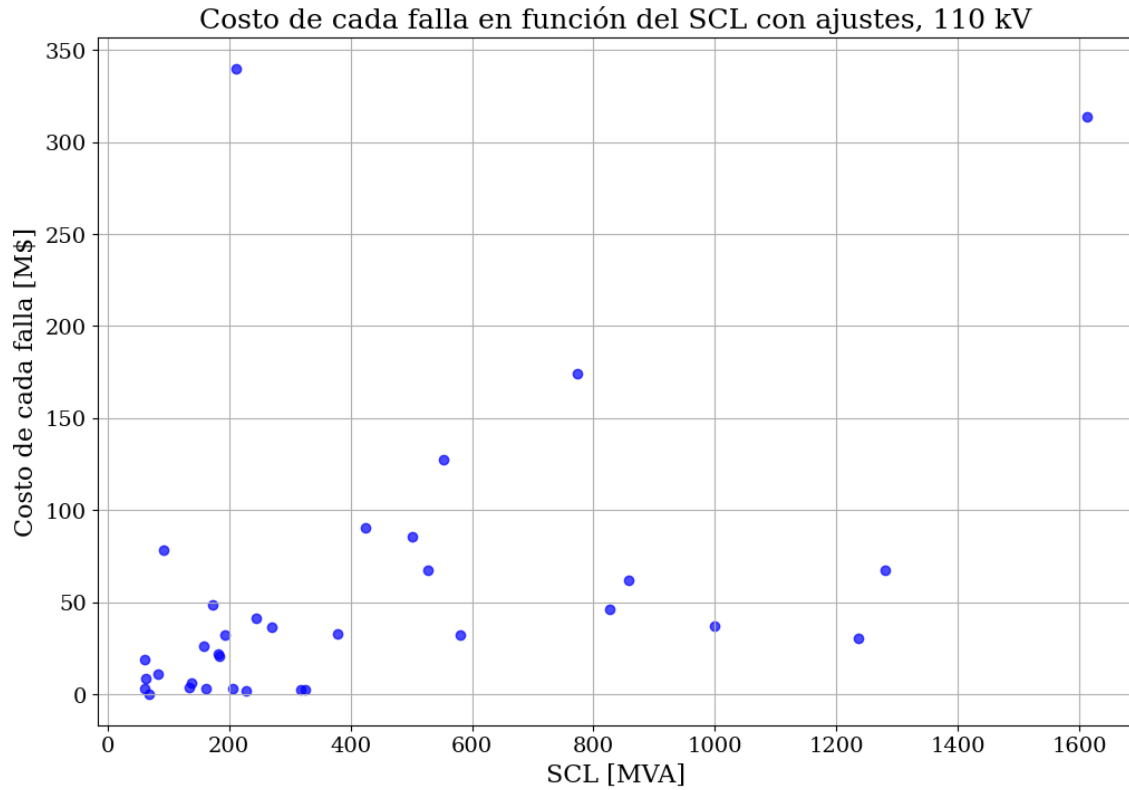


Figura 4.11: Costo de cada falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 110 kV.

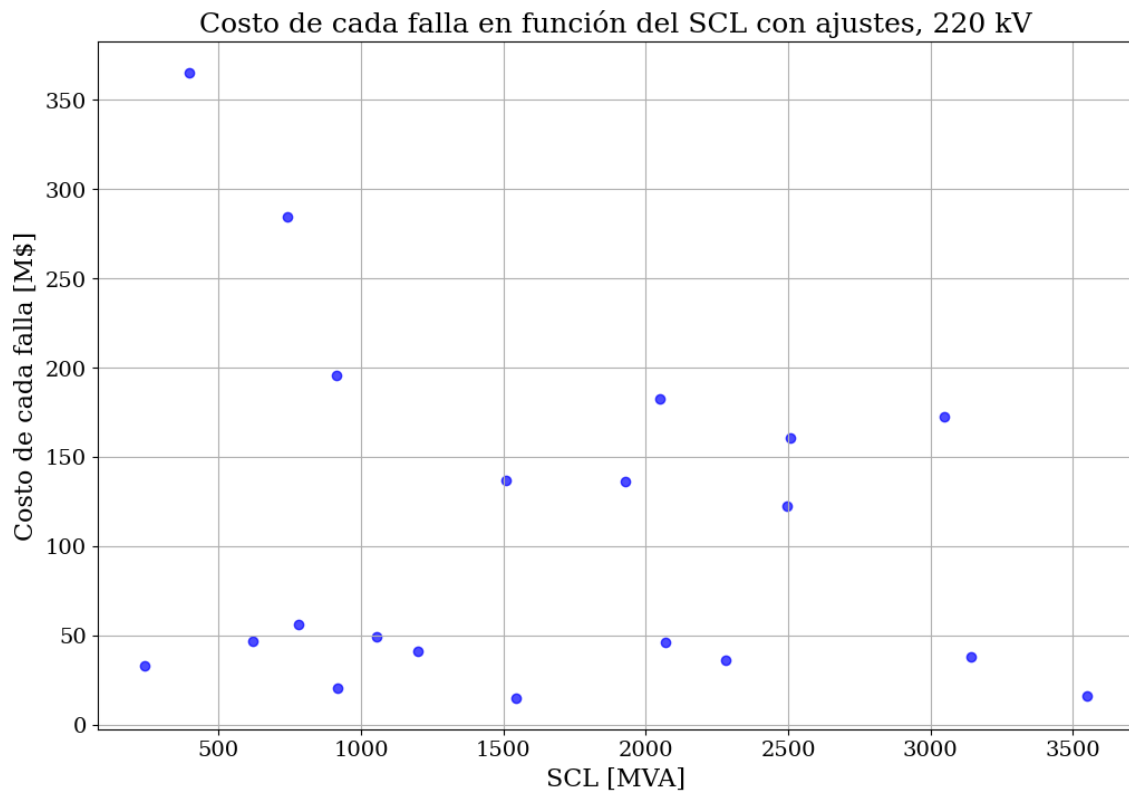


Figura 4.12: Costo de cada falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 220 kV.

En los gráficos de las figuras 4.10 y 4.11, se aprecia una tendencia creciente del costo de cada falla según el nivel de cortocircuito. Sin embargo, en el gráfico de la figura 4.12, no se observa una tendencia clara, lo cual se debe tanto a la presencia de puntos extremos como a la poca cantidad de datos de fallas en este nivel de tensión (solo 20 de las 141 fallas son en 220 kV).

A pesar del ajuste del cálculo de costo de falla y del SCL según el tipo de falla, aún es posible apreciar puntos extremos en los tres gráficos. Estos corresponden a contingencias con un costo de falla elevado en zonas de bajo SCL. En la tabla 4.7, se muestran las características de estos puntos extremos. En la tabla se denota SCL' al nivel de cortocircuito ajustado, para distinguirlo del nivel de cortocircuito trifásico SCL.

Nivel de tensión [kV]	EAF asociado	SCL' [MVA]	PNS [MW]
66	EAF 100-2023	143,12	52,50
	EAF 004-2022	262,43	84,71
110	EAF 013-2022	211,70	58,57
220	EAF 156-2022	396,66	62,93
	EAF 250-2022	742,51	49,00
	EAF 090-2022	913,82	59,00

Tabla 4.7: Nuevos puntos extremos identificados.

A continuación, se analiza en detalle cada una de las fallas asociadas a los puntos extremos identificados, con el objetivo de explicar su origen y los motivos por los cuales se desvían de la tendencia observada para el resto de datos. Las fallas se identificarán por su EAF asociado, indicado en la tabla 4.7.

4.2.3.1. Análisis de puntos extremos

4.2.3.1.1. EAF 100-2023

Este evento se produjo por la desconexión forzada de la barra 66 kV de S/E Parinacota por operación de su protección diferencial, ante una falla provocada por la ejecución de una maniobra, no informada al Coordinador, de puesta a tierra de la mencionada barra estando energizada.

La causa de la falla se atribuye a un error, tanto en los procedimientos de seguridad como en su ejecución, de los trabajos que se realizaban en S/E Parinacota previo a la falla.

La contingencia tuvo como consecuencia la desconexión de las SS/EE Quiani, Pukará y Chinchorro. Estas se energizaban directamente desde la S/E Parinacota a través de las líneas Parinacota – Quiani, Parinacota – Pukará, y Parinacota – Chinchorro, de acuerdo a lo observado en la figura 4.13.

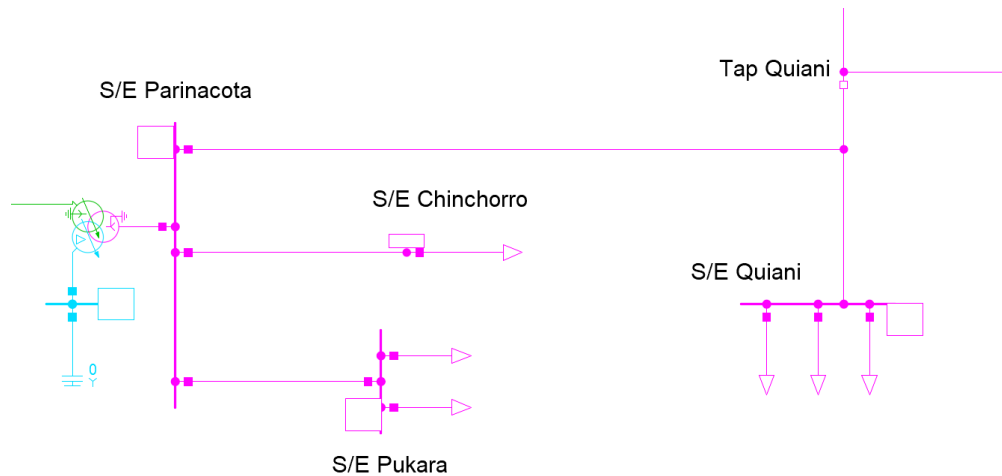


Figura 4.13: Topología de falla EAF 100-2023, modelo SEN en DigSILENT.

De esta manera, la desconexión de la S/E Parinacota deja sin suministro a tres SS/EE que dependían de ella, resultando en una PNS de 52,5 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla se debe a que la contingencia ocurre en la región de Arica y Parinacota, en el norte del país. Esta es una zona naturalmente poco robusta al encontrarse en el extremo norte del SEN. Además, la alta penetración de TGVCC en la región debilita aún más el sistema, resultando en SCL aún más bajos.

4.2.3.1.2. EAF 004-2022

Este evento se produjo por la desconexión forzada de la línea 66 kV Maule - Talca C2 por operación de las protecciones de ambos extremos, debido a una falla monofásica ocurrida entre las estructuras N°31 y N°32, ubicadas en el tramo de línea 66 kV Maule - San Miguel. Posteriormente, se produjo la desconexión forzada de la línea 66 kV Maule - Talca C1, por operación de la protección de sobrecorriente de fase del extremo Maule.

La empresa CGE Transmisión S.A. señala que la causa de la falla fue el contacto de la línea con un conductor asociado a un empalme de baja tensión, el cual aparentemente se cortó por efecto de un incendio de pastizales cercano.

La contingencia resultó en la desconexión de las SS/EE Ranguilí, Villa Prat, Parronal, Hualañé, Licantén, Piduco, San Miguel, Constitución, Talca y San Clemente. La S/E San Miguel se energizaba desde un tap-off de la línea Maule – Talca, mientras que las demás SS/EE, situadas aguas abajo de la S/E Talca, se energizaban a partir de esta, según se observa en la figura 4.14.

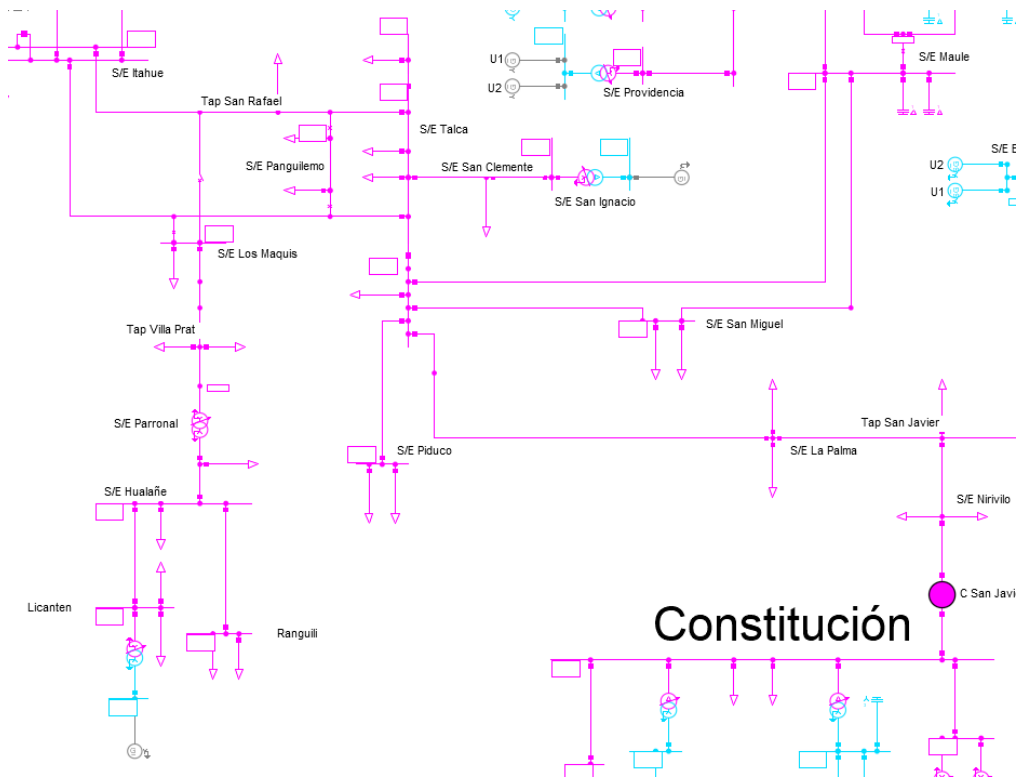


Figura 4.14: Topología de falla EAF 004-2022, modelo SEN en DigSILENT.

De esta manera, la desconexión de la línea Maule – Talca deja sin suministro a diez SS/EE que dependían de ella, resultando en una PNS de 58,57 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla se debe a que es una falla monofásica y al bajo nivel de tensión en el que ocurre, lo cual naturalmente resulta en un SCL reducido.

4.2.3.1.3. EAF 013-2022

Este evento se produjo por la desconexión forzada de las líneas 110 kV Diego de Almagro - PV Salvador - El Salvador, 110 kV Diego de Almagro - El Salvador - Potrerillos N°2 y 110 kV Río Salado - El Salvador - Potrerillos N°1, debido a falla monofásica en la fase B, ocurrida en el desconectador 89H3-A de S/E Potrerillos.

La empresa Codelco señala que la causa de la falla fue la pérdida de aislación en el mencionado desconectador por contaminación, en instantes en que se registraba un frente de mal tiempo en la zona.

La contingencia tuvo como consecuencia la desconexión de las SS/EE El Salvador, Llanta y Potrerillos. Las dos últimas, se energizaban desde S/E El Salvador a través de las líneas Llanta – Salvador y Llanta – Potrerillos, como se observa en la figura 4.15.

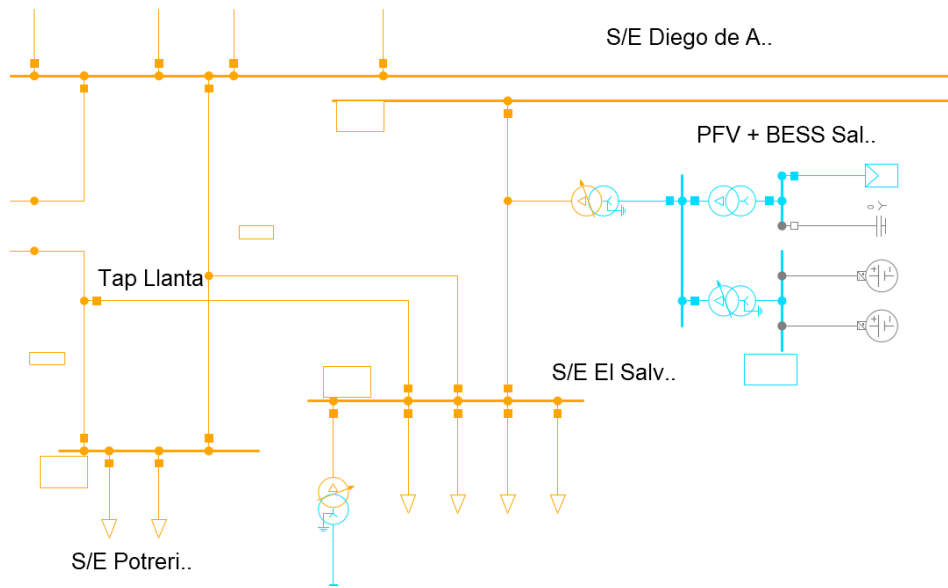


Figura 4.15: Topología de falla EAF 013-2022, modelo SEN en DigSILENT.

De esta manera, la desconexión de las líneas 110 kV Diego de Almagro - PV Salvador - El Salvador, 110 kV Diego de Almagro - El Salvador - Potrerillos N°2 y 110 kV Río Salado - El Salvador - Potrerillos N°1, deja sin suministro a tres SS/EE que dependían de estas, resultando en una PNS de 84,71 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla ocurre en la región de Atacama, en el norte del país. Esta es una zona naturalmente poco robusta al encontrarse en el extremo norte del SEN. Además, la alta penetración de TGVCC en la región debilita aún más el sistema, resultando en SCL aún más bajos.

4.2.3.1.4. EAF 156-2022

Este evento se produjo por una descarga eléctrica entre fases detectada en la línea 220 kV Nueva Ancud - Chiloé por los equipos de protecciones de ambos terminales de dicha instalación, ocurrida durante la presencia de tormenta en la zona con “fuerte lluvia, rachas de viento sobre los 70 km/h y descargas atmosféricas”, sin haber “encontrando hallazgo o evidencia de falla a la fecha” según ha informado su propietario tras realizar revisión de las instalaciones.

La contingencia tuvo como consecuencia la desconexión de las SS/EE Ancud, Castro, Chonchi, Dalcahue, Degañ, Pid Pid y Quellón, todas dependientes de la S/E Chiloé, según se muestra en la figura 4.16.

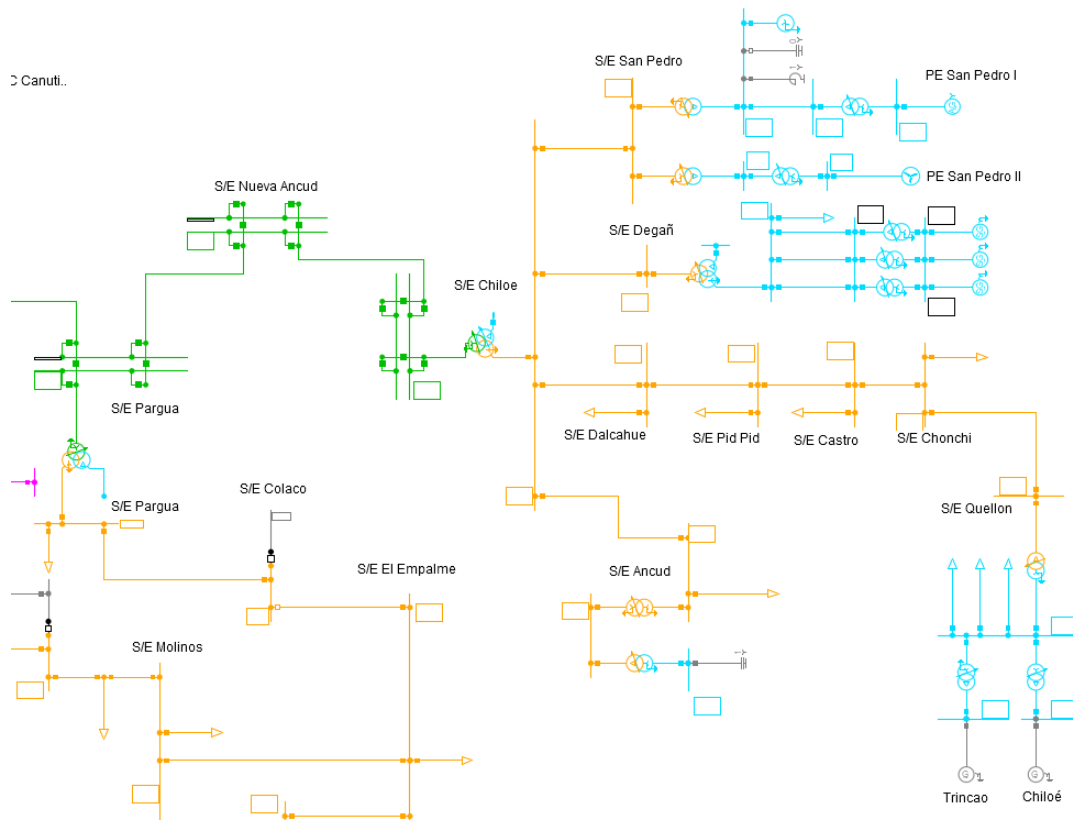


Figura 4.16: Topología de falla EAF 156-2022, modelo SEN en DigSILENT.

De esta manera, la desconexión de la línea Nueva Ancud - Chiloé deja sin suministro a ocho SS/EE que dependían de ella, resultando en una PNS de 62,93 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla ocurre en la región de Los Lagos, en el sur del país, la cual es una zona naturalmente poco robusta al encontrarse en el extremo sur del SEN.

4.2.3.1.5. EAF 250-2022

Este evento se produjo por la desconexión forzada de la línea 220 kV Pargua – Nueva Ancud por operación de sus protecciones, ante falla bifásica a tierra por descargas eléctricas atmosféricas.

La contingencia tuvo como consecuencia la desconexión de las SS/EE Ancud, Castro, Chonchi, Dalcahue, Degañ, Pid Pid y Quellón, todas dependientes de la S/E Chiloé, según se muestra en la figura 4.12.

De esta manera, la desconexión de la línea Pargua – Nueva Ancud deja sin suministro a ocho SS/EE que dependían de ella, resultando en una PNS de 49 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla ocurre en la región de Los Lagos, en el sur del país, la cual es una zona naturalmente poco robusta al encontrarse en el extremo sur del SEN.

4.2.3.1.6. EAF 090-2022

Este evento se produjo por un cortocircuito en tres oportunidades (17:29, 18:15 y 18:40 horas), en la línea 220 kV Crucero - Radomiro Tomic. El primer evento (17:29 horas) se origina por descarga atmosférica sobre la fase B, causada por tormenta eléctrica ocurrida en la zona, despejada por las protecciones de distancia en primera zona asociadas a los paños J9 de las SE/EE Crucero y Radomiro Tomic.

Para el segundo evento (18:15 hrs) y tercer evento (18:40 hrs), sin pérdidas de consumos, se observa una falla trifásica y bifásica, fases A y B, respectivamente, despejada en ambas oportunidades por las protecciones de distancia en primera zona del paño J9 de la S/E Crucero.

La contingencia tuvo como consecuencia la desconexión de la S/E Radomiro Tomic, que depende directamente de esta línea, según se observa en la figura 4.17.

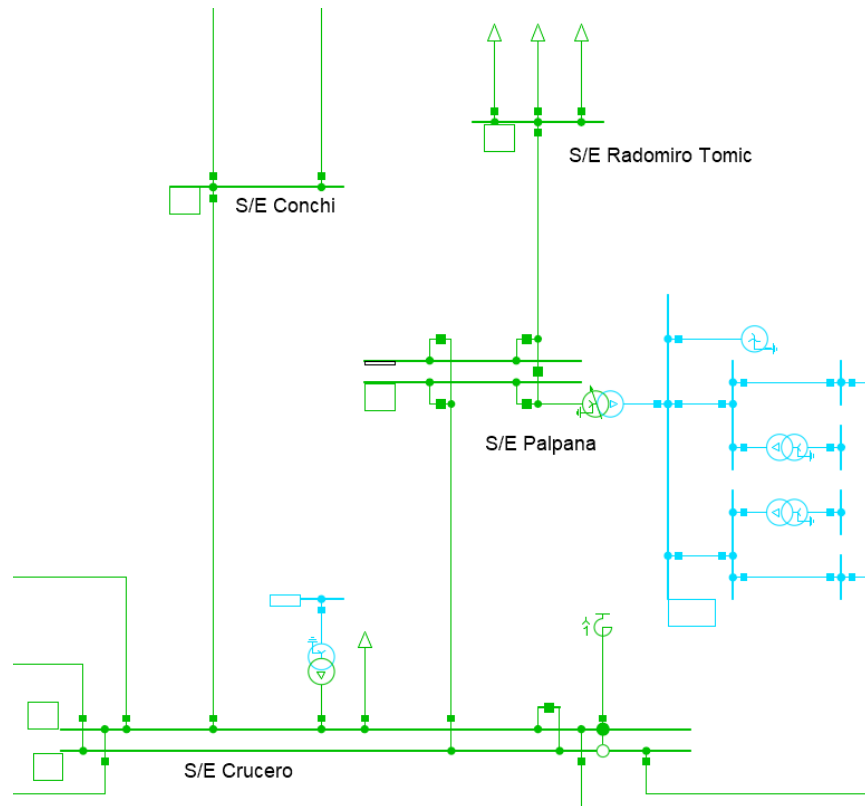


Figura 4.17: Topología de falla EAF 090-2022, modelo SEN en DigSILENT.

De esta manera, la desconexión de la línea 220 kV Crucero - Radomiro Tomic deja sin suministro a la S/E Radomiro Tomic, resultando en una PNS de 59 MW y generando así un elevado costo de falla. El bajo SCL asociado a esta falla ocurre en la región de Antofagasta, en el norte del país. Esta es una zona naturalmente poco robusta al encontrarse en el extremo norte del SEN. Además, la alta penetración de TGVCC en la región debilita aún más el sistema, resultando en SCL aún más bajos.

Una vez analizados todos los puntos extremos, se concluye que estos ocurren debido a fallas en zonas poco robustas, lo que puede deberse a la ubicación geográfica o al tipo de falla. El otro factor común es la elevada PNS que presentan, que puede ser debido a la desconexión de varias subestaciones, o a la desconexión de consumos elevados, como son las mineras ubicadas en el norte.

4.2.3.2. Análisis final

Al excluir los puntos extremos del análisis estadístico, se obtienen los gráficos de las figuras 4.18, 4.19 y 4.20.

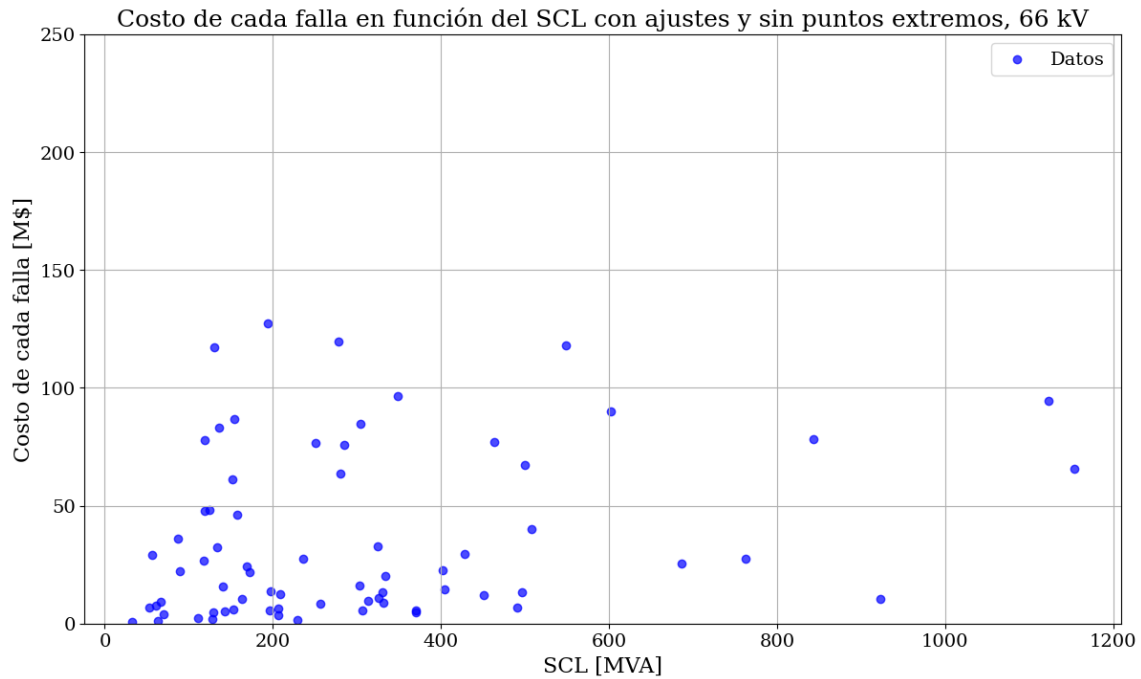


Figura 4.18: Costo de cada falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 66 kV, sin puntos extremos.

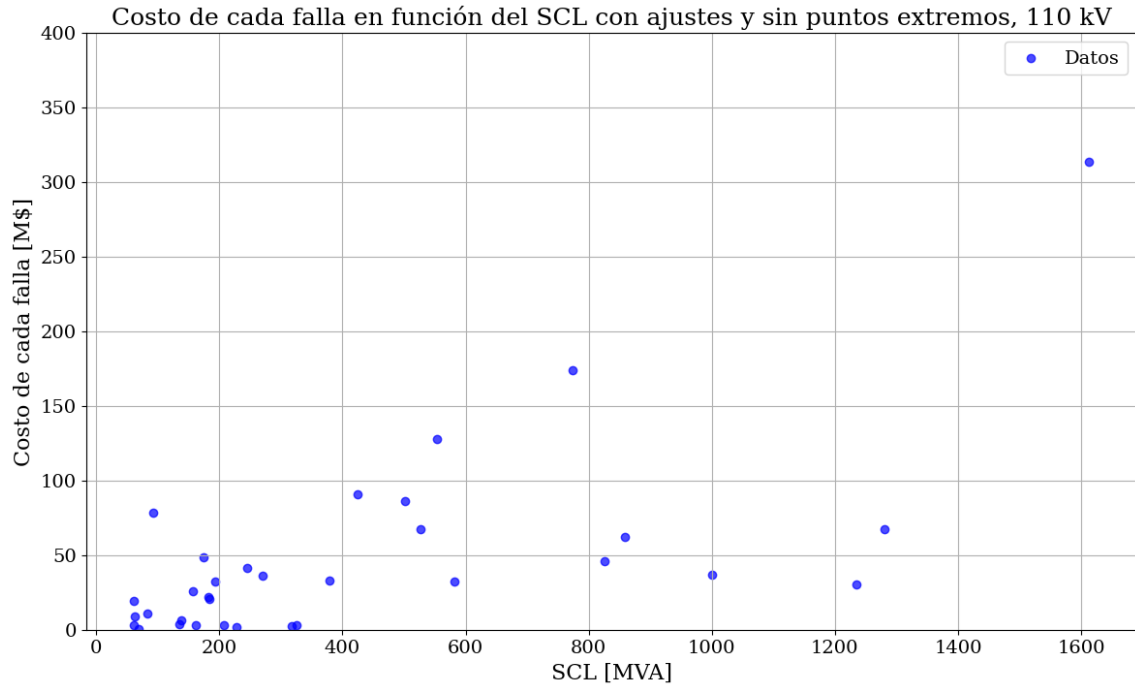
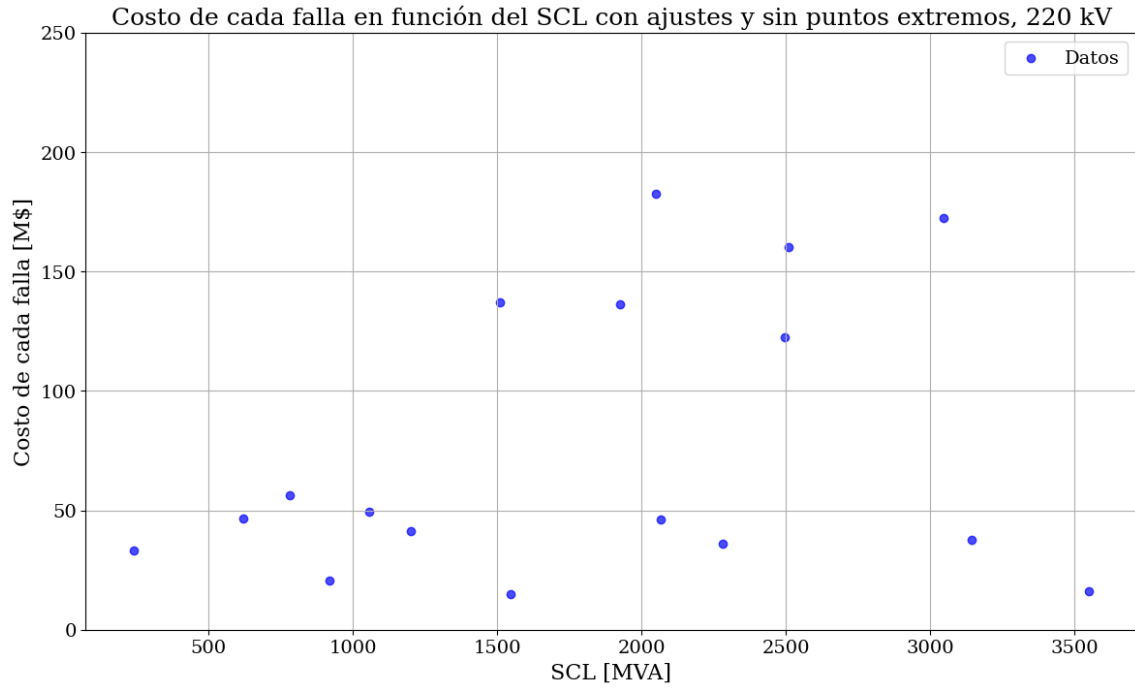


Figura 4.19: Costo de cada falla en función del SCL con ajustes, para fallas en 110 kV, sin puntos extremos.



logre envolver la mayor cantidad de datos posible. Las funciones que caracterizan las cotas superiores en cada uno de los niveles de tensión son:

- **Para 66 kV:**

$$\text{Costo}(SCL) = 150 - e^{-0,01(x-500)} \text{ [M\$]}$$

- **Para 110 kV:**

$$\text{Costo}(SCL) = 350 - e^{-0,0025(x-2350)} \text{ [M\$]}$$

- **Para 220 kV:**

$$\text{Costo}(SCL) = 190 - e^{-0,001(x-5200)} \text{ [M\$]}$$

Las funciones obtenidas se muestran en los gráficos de las figuras 4.21, 4.22 y 4.23.

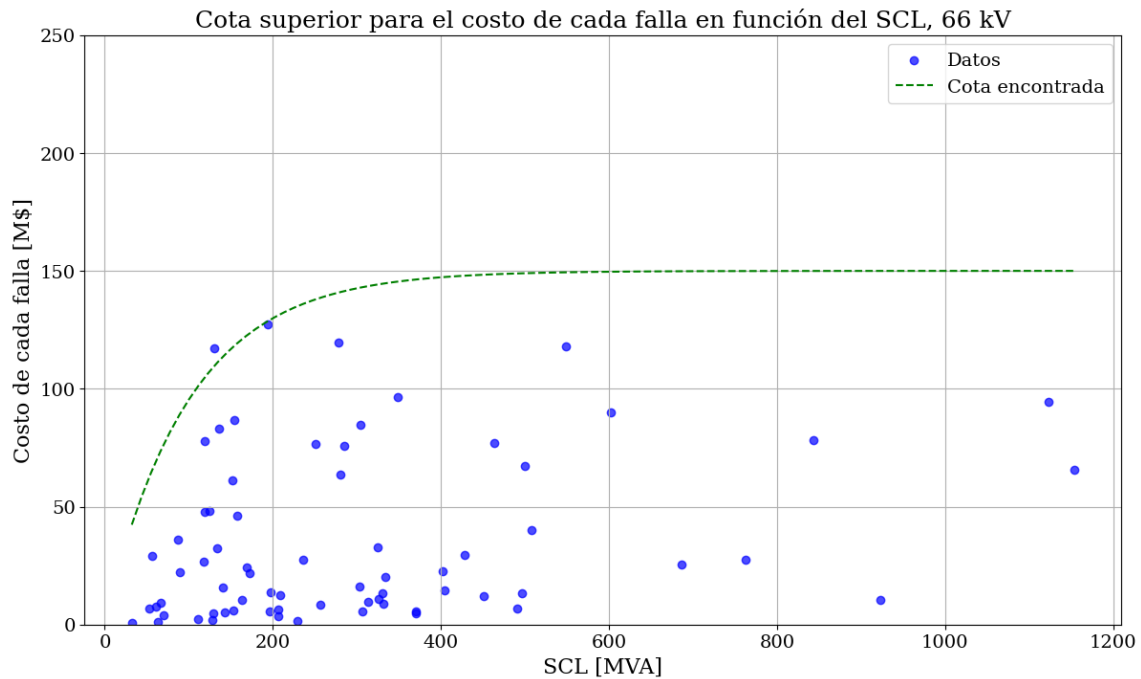


Figura 4.21: Cota superior para el costo de cada falla, para 66 kV.

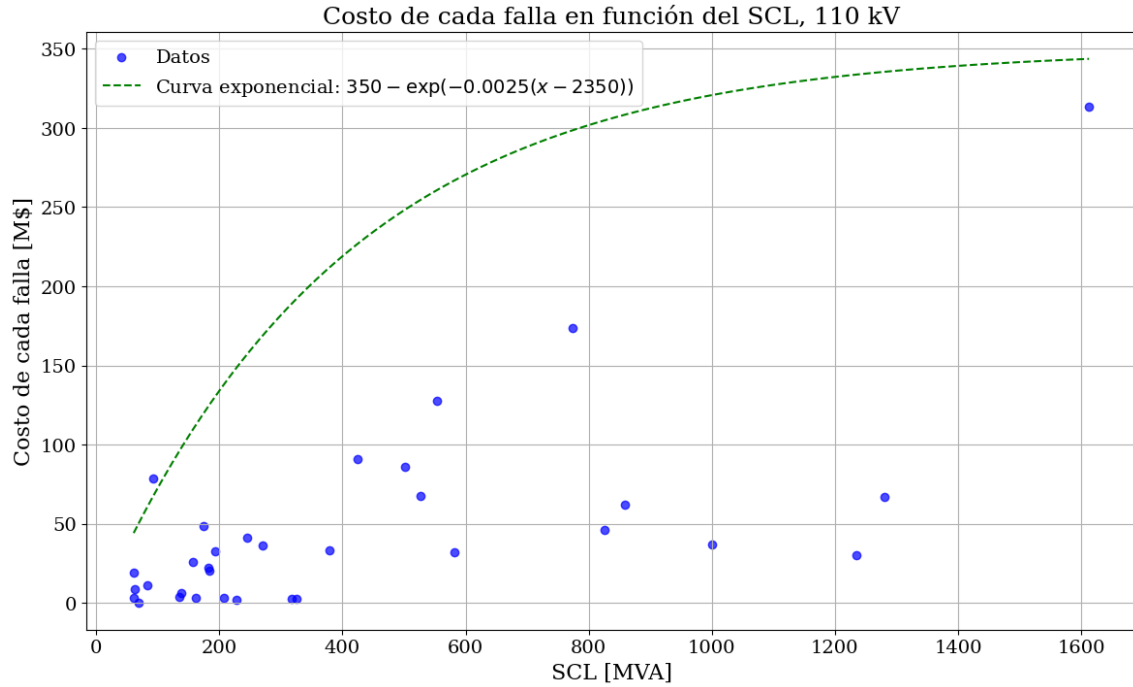


Figura 4.22: Cota superior para el costo de cada falla, para 110 kV.

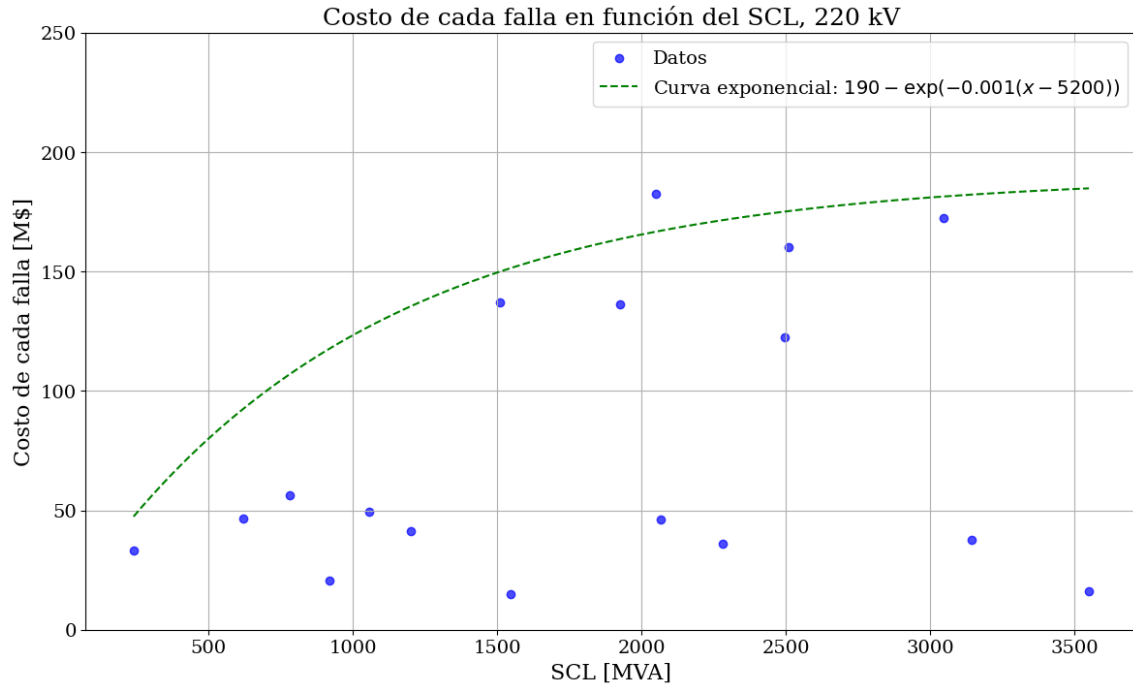


Figura 4.23: Cota superior para el costo de cada falla, para 220 kV.

Las cotas superiores obtenidas, permiten caracterizar el peor caso del costo de cada falla, dependiendo del SCL en el punto donde estas ocurren. Así, dada una falla con un cierto SCL asociado, es posible estimar el máximo costo de falla que se puede tener como consecuencia de dicha falla.

De igual manera, los gráficos de las figuras 4.21, 4.22 y 4.23, muestran una tendencia creciente del costo de falla en función del SCL. Es decir, a medida que aumenta la robustez del punto de falla, el costo de falla se incrementa. Esto resulta contra intuitivo, de acuerdo a lo mostrado en la sección 2.3, donde se habla que sistemas más robustos tienden a ser más estables. Considerando que las consecuencias de una falla en un sistema robusto son menos severas que en el caso de un sistema débil, se esperaría que el costo de falla presente un comportamiento decreciente respecto al SCL, es decir, a medida que aumenta la robustez del punto de falla, el costo de falla debería disminuir.

Las aseveraciones anteriores son válidas dentro del contexto de la estabilidad de los sistemas eléctricos. Sin embargo, los consumos desconectados debido a las contingencias estudiadas no se deben a inestabilidades, sino a la acción de los sistemas de protección diseñados para proteger los equipos del sistema. Estos sistemas de protección, ubicados en las subestaciones, monitorean constantemente parámetros como tensión, corriente y frecuencia para proteger líneas, barras y transformadores contra sobrecorrientes, sobretensiones, sobrefrecuencias, entre otros. En el caso de que, por ejemplo, una línea de transmisión sufra un cortocircuito, los sistemas de protección se encargarán de abrir los interruptores a ambos extremos de la línea, de manera de aislarla del resto del sistema eléctrico. Con esto, es posible prevenir que las elevadas corrientes asociadas a un cortocircuito dañen a algunos equipos del sistema.

Siguiendo con el ejemplo de las líneas de transmisión, al abrirse los interruptores de una línea, se interrumpe el flujo de potencia a través de ella. Esto resulta en la pérdida de suministro para los consumos que dependían de esa línea. Por lo tanto, ante una falla como un cortocircuito en una línea, el sistema eléctrico podrá mantenerse estable. Sin embargo, la acción de los sistemas de protección conllevará a la desconexión de consumos, resultando en energía no suministrada producto del cortocircuito.

Ahora bien, los resultados obtenidos muestran que, en general, mientras más robusta sea la línea (o barra) donde ocurre la falla, más serán los consumos desconectados por la acción de los sistemas de protección. Esto tiene sentido, considerando que el flujo de potencia a través de una línea en una zona robusta, generalmente, entrega suministro a más consumos que una línea en una zona débil. En otras palabras, la desconexión de una línea de transmisión en una zona robusta conduce a una mayor potencia desconectada que la salida de una línea en una zona débil.

Para evidenciar lo anterior, se considera el SEP mostrado en la figura 4.21. Este sistema busca capturar las características topológicas del SEN, es decir, un sistema eléctrico extenso, poco enmallado, donde en un extremo predominan las TGVCC por sobre los GS.

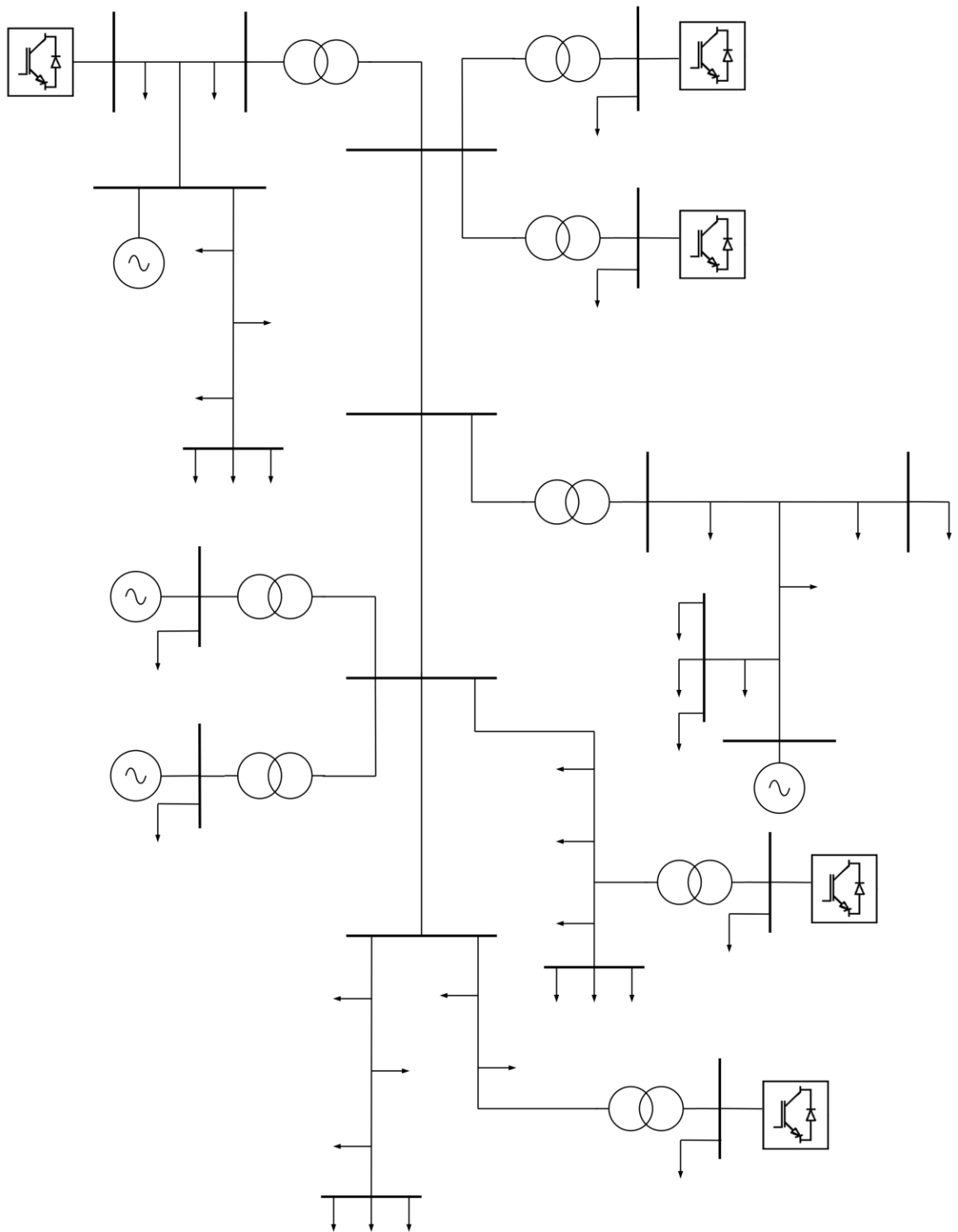


Figura 4.21: SEP de ejemplo.

La figura 4.22 muestra un mapa de calor en el SEP, donde en verde se identifican las zonas más robustas, mientras que en rojo se identifican las zonas más débiles del sistema de estudio. La caracterización de la robustez de cada zona se hace en función del nivel de enmallamiento y de la presencia de GS y TGVCC.

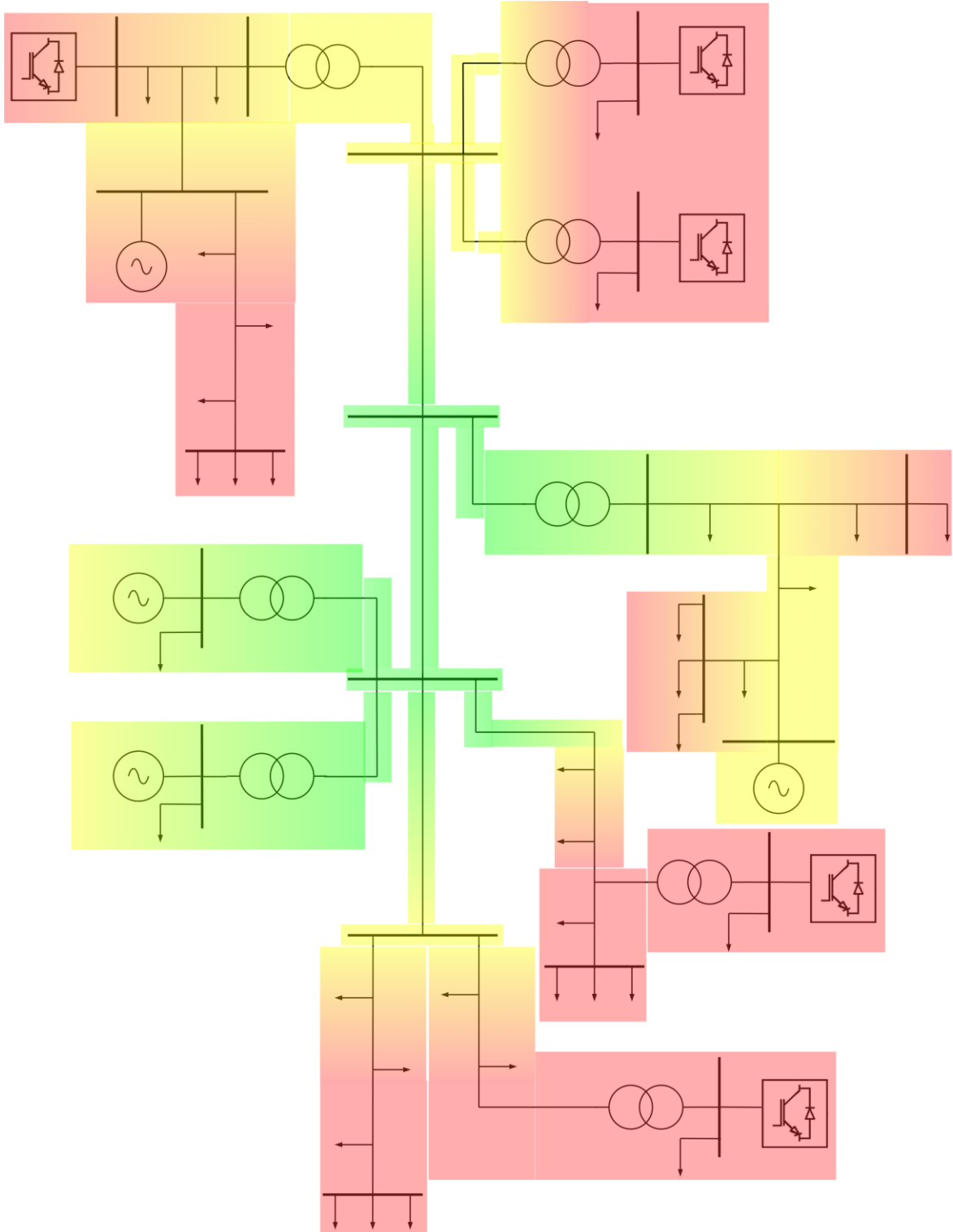


Figura 4.22: Zonas robustas y débiles del SEP de ejemplo.

Considere una falla que ocurre en una zona robusta como la mostrada en la figura 4.23. Debido a la apertura de la línea fallada, el flujo de potencia a través de esta se verá interrumpido, lo que deja sin suministro a los consumos aguas abajo de dicha línea. Lo anterior genera una elevada PNS, y por ende, a un elevado costo de falla.

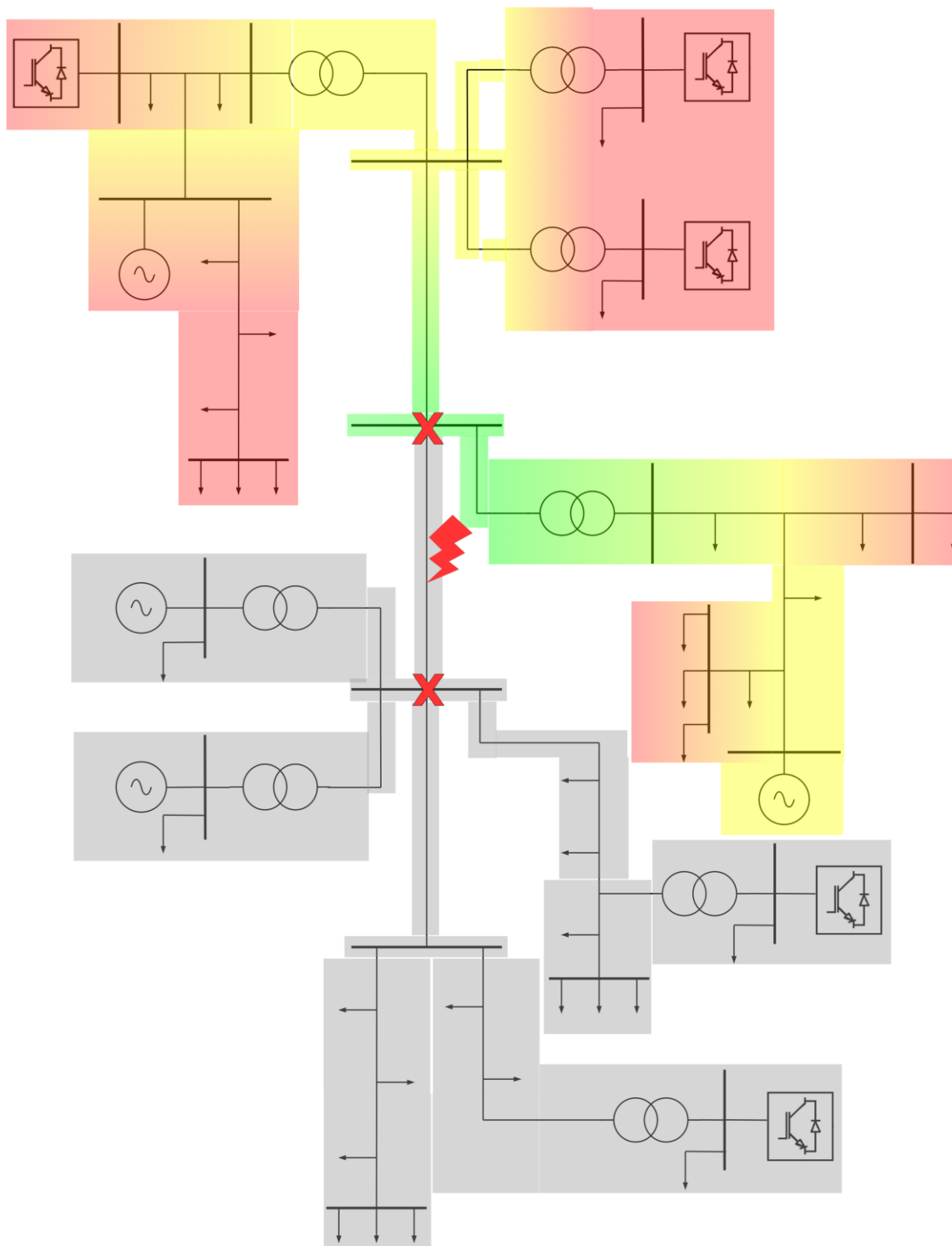


Figura 4.23: Efectos de falla en una zona robusta.

Por otro lado, si la falla ocurriese en una zona débil, como ocurre en el caso de la figura 4.24, los consumos aguas abajo de la línea fallada son menores. De esta manera, se tendrán menos consumos desconectados y, como consecuencia, una menor PNS que en el caso anterior, al igual que un menor costo de falla.

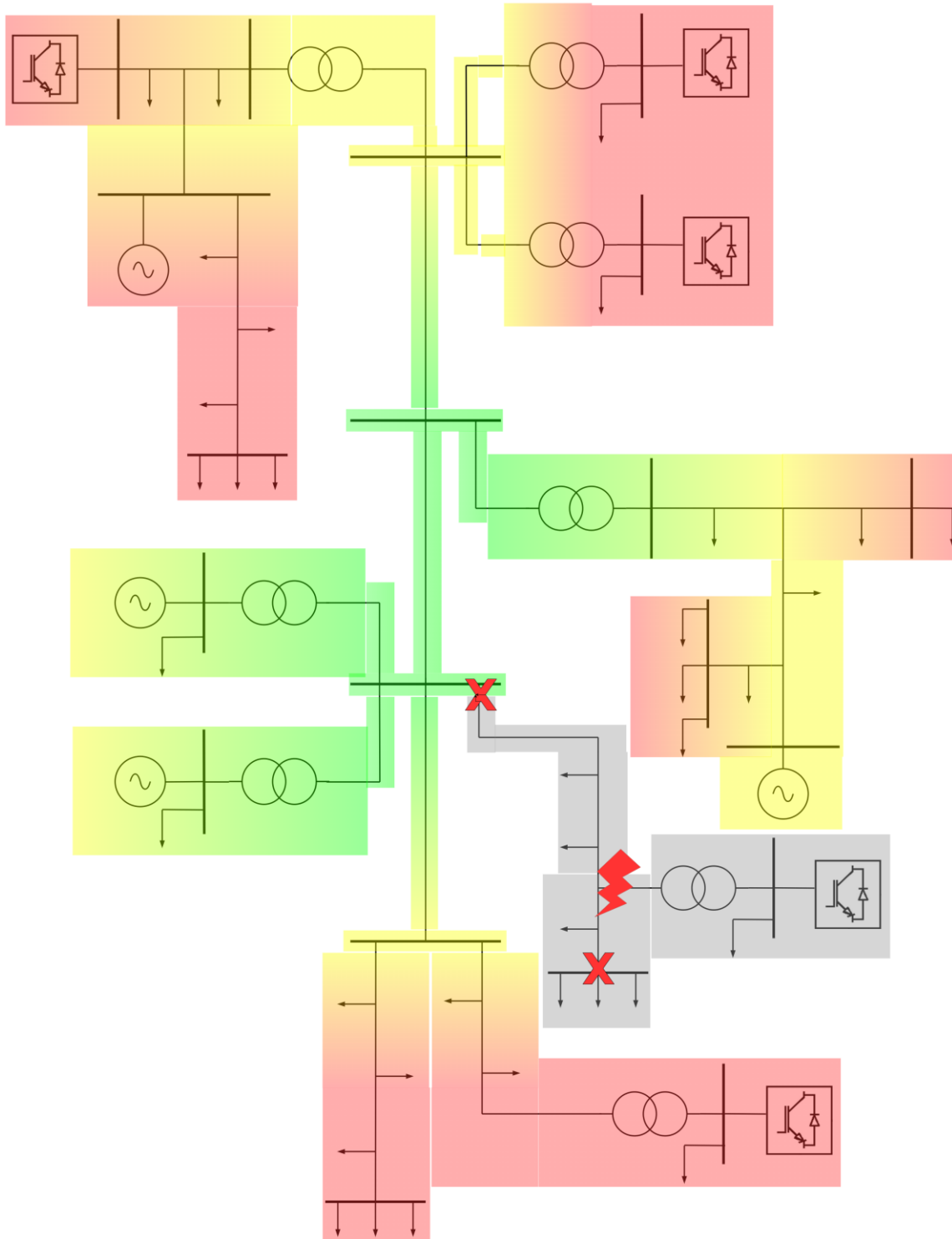


Figura 4.24: Efectos de falla en una zona débil.

Es importante aclarar que la explicación anterior no implica que todas las fallas en una zona débil van a tener bajo costo de falla, ni que todas las fallas en una zona robusta tendrán un costo de falla elevado. Como se vio en el análisis de los puntos extremos en la sección 4.2.3.1, la PNS y el costo de falla dependen mucho de la potencia de los consumos desconectados. Puede

darse que se presente una falla en una línea que suministra potencia a pocos consumos, pero que se encuentra en una zona enmallada del sistema, o cercana a un GS. Así, como consecuencia de la falla, se tendrá una PNS reducida, a pesar de que el SCL asociado al lugar en que ocurre la falla sea alto. Contrariamente, puede existir el caso de una falla en una línea de transmisión que entrega suministro a una minera en el norte. En este caso se trataría de un consumo elevado, cuya desconexión conllevaría a una PNS elevada, pero con un SCL bajo debido a que la falla ocurre en una zona poco robusta de la red, como es el norte del país.

En conclusión, aunque la relación entre PNS y SCL depende en gran medida del consumo desconectado y la ubicación de la falla, como regla general se espera que la PNS y el costo de falla sean proporcionales al SCL del punto donde ocurre. Por lo tanto, se puede concluir que, debido a la topología que tienen las zonas robustas, cuanto más robusta sea la zona donde se produce un cortocircuito, mayor será el costo de falla esperado.

Capítulo 5: Conclusiones

El presente trabajo tuvo como objetivo encontrar una relación entre el nivel de cortocircuito en el punto de una falla y el costo de dicha falla, cuantificado a partir de la energía no suministrada (ENS). Al encontrar una relación entre estas dos variables, es posible deducir una función $g(SCL_i, f_i)$ que, dada una falla f_i con un nivel de cortocircuito SCL_i en el lugar de ocurrencia de la falla, entregue el costo de falla $\$i$ y la ENS asociada a dicha falla, ENS_i . De esta manera, es posible caracterizar la relación existente entre el SCL de cierto punto de un SEP y el impacto económico que tendría una falla en dicho punto, medido en términos de la ENS.

En cuanto a los resultados obtenidos mediante el estudio de 141 cortocircuitos ocurridos en el SEN, se constató que la red de transmisión en 66 kV es la más afectada por cortocircuitos, debido a la vulnerabilidad de su infraestructura. Lo anterior se evidencia en los datos recabados, que muestran que más del 50% de los cortocircuitos estudiados ocurren en redes de 66 kV. Por otra parte, los mismos datos mostraron que las redes de 220 y 500 kV son las menos afectadas por este tipo de contingencias. Adicionalmente, se observó que las principales causas de las fallas en 66 kV son vinculadas a agentes externos y a la vulnerabilidad de la infraestructura de transmisión en dicho nivel de tensión. Por otra parte, los cortocircuitos en niveles de tensión de 220 y 500 kV se originan por causas intrínsecas, como lo son las descargas atmosféricas o la pérdida de aislación.

Por otra parte, el análisis estadístico mostró que la ENS no es un buen indicador de la severidad de una contingencia, ya que la ENS es muy sensible al tiempo de indisponibilidad. Se observó en los resultados preliminares que ciertas contingencias pueden llevar a tiempos de indisponibilidad de más de 10 horas, lo cual eleva mucho la ENS, a pesar de que los consumos desconectados sean de baja potencia. Si se desea estudiar el impacto de una contingencia en el suministro eléctrico, conviene usar la PNS, que corresponde a la potencia desconectada producto de la falla en cuestión, y así se despreja el efecto del tiempo de indisponibilidad.

En el análisis estadístico definitivo, donde se empleó la PNS para el cálculo del costo de cada falla y el SCL ajustado por el tipo de cortocircuito, se obtuvo una curva creciente correspondiente a la cota superior del costo de falla. Si bien el resultado puede ser contra intuitivo, la razón de esto es que la potencia desconectada consecuencia de estas fallas no es causada por inestabilidad del sistema en estudio, sino por la acción de los sistemas de protección existentes. De esta manera, ante un cortocircuito que afecte un equipo, los sistemas de protección se encargarán de aislar el elemento en falla, conllevando a una interrupción del flujo de potencia en parte del SEP. A raíz de esto, el suministro de los consumos dependientes del elemento aislado se ve interrumpido, y con ello, generando cierta potencia desconectada en el sistema.

En línea con lo anterior, si la falla ocurre en una zona robusta del SEP, la acción de los sistemas de protección conllevará, en general, a una mayor PNS que cuando la falla ocurre en una zona débil. Esto se debe a que los elementos como líneas, barras o transformadores, ubicados en zonas robustas, gracias a la topología de estas zonas, generalmente entregan suministro a más consumos que los elementos ubicados en zonas débiles. De esta manera, al interrumpir el flujo de potencia por la acción de los sistemas de protección ante una falla, se desconectarán más consumos si el cortocircuito ocurre en una zona robusta que en una zona débil. Como consecuencia, la

potencia desconectada ante un cortocircuito en una zona de alto SCL será mayor que si la misma falla ocurriese en una zona de bajo SCL.

5.1. Trabajo futuro

Para la elaboración del trabajo presentado, como se mencionó en la metodología y resultados, se emplearon varios supuestos. Para poder obtener un resultado más preciso en un trabajo futuro, se hacen las siguientes recomendaciones:

1. Repetir en el futuro el trabajo presentado en esta memoria, con el objetivo de tener un mayor espacio muestral, y con ello, tener más datos que permitan realizar un análisis estadístico más representativo.
2. Considerar la topología real de la red (dentro de lo posible) al momento de la falla. Esto implicaría conocer qué centrales estaban en operación, el estado de los interruptores de la red, qué líneas se encontraban en operación, etc. Además, se debe emplear el modelo del SEN en DigSILENT a la fecha, de manera de lograr capturar todos los cambios en la topología, como son nuevas líneas de transmisión, salida y/o incorporación de centrales, etc.
3. Conocer con precisión el punto de falla, siempre que sea posible. Para ello, deben conocerse las características de las líneas estudiadas, por lo que debe tenerse información de los vanos, el orden de enumeración de las estructuras, etc.

Bibliografía

- [1] F. Milano, F. Dorfler, G. Hug, D. J. Hill, y G. Verbic, “Foundations and Challenges of Low-Inertia Systems (Invited Paper)”, en *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin: IEEE, jun. 2018, pp. 1–25. doi: 10.23919/PSCC.2018.8450880.
- [2] CNE, “Reporte Mensual ERNC: Octubre 2016”.
- [3] CNE, “Reporte Mensual ERNC: Junio 2024”.
- [4] C. V. Páez, D. V. Armijo, H. S. Contreras, y M. G. Herrera, “Identificación y Cuantificación de Potenciales de Energías Renovables 2021”, dic. 2021.
- [5] Ministerio de Energía, “Estrategia de Descarbonización: Retiro y/o Reconversión de Unidades a Carbón”.
- [6] L. Michi *et al.*, “The effects of new 2030 scenario: reduction of short-circuit power and widening of voltage dips”, en *2018 AEIT International Annual Conference*, Bari, Italy: IEEE, oct. 2018, pp. 1–6. doi: 10.23919/AEIT.2018.8577274.
- [7] AEMO, “System Strength in the NEM Explained”, mar. 2020.
- [8] N. Hatziaargyriou *et al.*, “Definition and Classification of Power System Stability – Revisited & Extended”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 36, n° 4, pp. 3271–3281, jul. 2021, doi: 10.1109/TPWRS.2020.3041774.
- [9] J. Shair, H. Li, J. Hu, y X. Xie, “Power system stability issues, classifications and research prospects in the context of high-penetration of renewables and power electronics”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 145, p. 111111, jul. 2021, doi: 10.1016/j.rser.2021.111111.
- [10] J. Matevosyan *et al.*, “A Future With Inverter-Based Resources: Finding Strength From Traditional Weakness”, *IEEE Power and Energy Mag.*, vol. 19, n° 6, pp. 18–28, nov. 2021, doi: 10.1109/MPE.2021.3104075.
- [11] NERC, “Short-Circuit Modeling and System Strength”, feb. 2018.
- [12] M. Zhao, X. Yuan, J. Hu, y Y. Yan, “Voltage Dynamics of Current Control Time-Scale in a VSC-Connected Weak Grid”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 31, n° 4, pp. 2925–2937, jul. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2015.2482605.
- [13] R. A. Walling, E. Gursoy, y B. English, “Current Contributions from Type 3 and Type 4 Wind Turbine Generators During Faults”.
- [14] M. Edrah, K. L. Lo, y O. Anaya-Lara, “Impacts of High Penetration of DFIG Wind Turbines on Rotor Angle Stability of Power Systems”, *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 6, n° 3, pp. 759–766, jul. 2015, doi: 10.1109/TSTE.2015.2412176.
- [15] Y. Wang, Y. Sun, y S. Mei, “A method of distinguishing short-term voltage stability from rotor angle stability and its application”, en *IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies*, Tianjin, China: IEEE, may 2012, pp. 1–5. doi: 10.1109/ISGT-Asia.2012.6303090.
- [16] C. D. Vournas, P. W. Sauer, y M. A. Pai, “Relationships between voltage and angle stability of power systems”.
- [17] L. Yu, K. Meng, W. Zhang, y Y. Zhang, “An Overview of System Strength Challenges in Australia’s National Electricity Market Grid”, *Electronics*, vol. 11, n° 2, p. 224, ene. 2022, doi: 10.3390/electronics11020224.
- [18] J. Z. Zhou, H. Ding, S. Fan, Y. Zhang, y A. M. Gole, “Impact of Short-Circuit Ratio and Phase-Locked-Loop Parameters on the Small-Signal Behavior of a VSC-HVDC Converter”, *IEEE Trans. Power Delivery*, vol. 29, n° 5, pp. 2287–2296, oct. 2014, doi: 10.1109/TPWRD.2014.2330518.

- [19] L. Papangelis, M.-S. Debry, T. Prevost, P. Panciatici, y T. Van Cutsem, “Stability of a Voltage Source Converter Subject to Decrease of Short-Circuit Capacity: A Case Study”, en *2018 Power Systems Computation Conference (PSCC)*, Dublin, Ireland: IEEE, jun. 2018, pp. 1–7. doi: 10.23919/PSCC.2018.8442773.
- [20] H. Yuan, H. Xin, L. Huang, Z. Wang, y D. Wu, “Stability Analysis and Enhancement of Type-4 Wind Turbines Connected to Very Weak Grids Under Severe Voltage Sags”, *IEEE Trans. Energy Convers.*, vol. 34, n° 2, pp. 838–848, jun. 2019, doi: 10.1109/TEC.2018.2882992.
- [21] NERC, “Integrating Inverter-Based Resources into Low Short Circuit Strength Systems Reliability Guideline”, dic. 2017.
- [22] J. Schmall, S.-H. Huang, Ying Li, J. Billo, J. Conto, y Yang Zhang, “Voltage stability of large-scale wind plants integrated in weak networks: An ERCOT case study”, en *2015 IEEE Power & Energy Society General Meeting*, Denver, CO, USA: IEEE, jul. 2015, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2015.7286224.
- [23] P. Zhou, X. Yuan, J. Hu, y Y. Huang, “Stability of DC-link voltage as affected by phase locked loop in VSC when attached to weak grid”, en *2014 IEEE PES General Meeting / Conference & Exposition*, National Harbor, MD, USA: IEEE, jul. 2014, pp. 1–5. doi: 10.1109/PESGM.2014.6939460.
- [24] D. Dong, B. Wen, D. Boroyevich, P. Mattavelli, y Y. Xue, “Analysis of Phase-Locked Loop Low-Frequency Stability in Three-Phase Grid-Connected Power Converters Considering Impedance Interactions”, *IEEE Trans. Ind. Electron.*, vol. 62, n° 1, pp. 310–321, ene. 2015, doi: 10.1109/TIE.2014.2334665.
- [25] N. Hosseinzadeh, A. Aziz, A. Mahmud, A. Gargoom, y M. Rabbani, “Voltage Stability of Power Systems with Renewable-Energy Inverter-Based Generators: A Review”, *Electronics*, vol. 10, n° 2, p. 115, ene. 2021, doi: 10.3390/electronics10020115.
- [26] Y. Zhou *et al.*, “Small-Signal Stability Assessment of Heterogeneous Grid-Following Converter Power Systems Based on Grid Strength Analysis”, *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 38, n° 3, pp. 2566–2579, may 2023, doi: 10.1109/TPWRS.2022.3183005.
- [27] M. Quester, F. Loku, O. El Azzati, L. Noris, Y. Yang, y A. Moser, “Investigating the Converter-Driven Stability of an Offshore HVDC System”, *Energies*, vol. 14, n° 8, p. 2341, abr. 2021, doi: 10.3390/en14082341.
- [28] “Review of system strength and inertia requirements for the national electricity market of Australia”, *CSEE JPES*, ago. 2019, doi: 10.17775/CSEEJPES.2019.00230.
- [29] Coordinador Eléctrico Nacional, “Estudios de Análisis de Falla.” [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/operacion/documentos/estudios-operacionales/estudios-de-analisis-de-falla/>
- [30] CNE, “Informe Técnico: Estudio Costo de Falla de Corta y Larga Duración SEN y SSMM.”, mar. 2021.
- [31] G. Strbac, D. Kirschen, y R. Moreno, “Reliability Standards for the Operation and Planning of Future Electricity Networks”, *FNT in Electric Energy Systems*, vol. 1, n° 1, pp. 143–219, 2016, doi: 10.1561/31000000001.
- [32] R. H. Park y B. L. Robertson, “The Reactances of Synchronous Machines”, *Trans. Am. Inst. Electr. Eng.*, vol. 47, n° 2, pp. 514–535, abr. 1928, doi: 10.1109/T-AIEE.1928.5055010.
- [33] K. Kasar y P. C. Tapre, “A new fast detection module for short-circuit current detection in PV grid system”, en *2018 2nd International Conference on Inventive Systems and Control (ICISC)*, Coimbatore: IEEE, ene. 2018, pp. 468–472. doi: 10.1109/ICISC.2018.8399116.

- [34] S. O. Sanni, M. F. Akorede, y G. A. Olarinoye, “Strength assessment of electric power systems containing inverter-based distributed generation”, *Electric Power Systems Research*, vol. 207, p. 107825, jun. 2022, doi: 10.1016/j.epsr.2022.107825.
- [35] J. Machowski, J. W. Bialek, y J. R. Bumby, *Power System Dynamics*.
- [36] *IEEE PC37.09/D5.0, September 2018: IEEE Draft Standard Test Procedures for AC High-Voltage Circuit Breakers with Rated Maximum Voltage above 1000V*. IEEE, 2018.
- [37] *Short-circuit currents in three-phase a.c. systems. Part 0, Calculation of currents*, Edition 2.0. Geneva: International Electrotechnical Commission, 2016.
- [38] CNE, “Anexo Técnico: Cálculo de Nivel Máximo de Cortocircuito”, sep. 2020.
- [39] Shun-Hsien Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Yang Zhang, y C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: ERCOT experience”, en *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, San Diego, CA: IEEE, jul. 2012, pp. 1–7. doi: 10.1109/PESGM.2012.6344713.

Anexos

A. Base de datos de fallas seleccionadas

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 001-2021	01-01-2021	Tap Off El Águila-Arica, Norte Grande	-	11,00	66	1F	Ave electrocutada	0,14	0,97	8730,49
EAF 004-2021	05-01-2021	Malloa - San Vicente de Tagua Tagua	-	6,68	66	1F	Vehículo terrestre (directo)	20,58	1,57	9287,09
EAF 023-2021	26-01-2021	Maipo - Pirque	-	3,90	110	1F	Pérdida de aislación	14,00	7,5	8462
EAF 030-2021	30-01-2021	Duquenco - Los Peumos	-	44,65	220	1F	Descarga atmosférica	1,20	0,15	9015,82
EAF 031-2021	30-01-2021	Charrúa - Duquenco	-	24,55	220	1F	Descarga atmosférica	0,65	0,1	8847,07
EAF 032-2021	31-01-2021	Itahue - Convento Viejo	-	24,38	154	1F	Descarga atmosférica	5,70	0,83	8277
EAF 045-2021	09-02-2021	FFCC Los Andes - Hermanos Clark C1	-	20,00	44	1F	Descarga atmosférica	1,31	4,83	8191,7
EAF 047-2021	10-02-2021	Concepción - Penco	-	0,68	66	1F	Robo de cobre	2,28	0,17	9652,9
EAF 049-2021	10-02-2021	Alonso de Ribera - Penco	-	0,68	66	1F	Robo de cobre	36,00	2,77	9716,2
EAF 056-2021	26-02-2021	Río Toltén - Ciruelos N°1	-	39,54	220	2F	Caída de árbol	2,83	0,82	10147
EAF 066-2021	07-03-2021	Itahue - Talca N°2	-	21,15	66	2F	Caída de árbol	1,74	0,63	8474
EAF 067-2021	08-03-2021	Nueva Lampa - Cerro Navia N°1	-	13,20	220	1F	Caída de árbol	130,61	2,63	10885,04
EAF 068-2021	09-03-2021	Cardones - Copiapó	-	6,50	110	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	8,09	0,27	10416

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 073-2021	13-03-2021	Barras N°1 y N°2 de S/E Pajaritos	-	-	12	3F	Roedor electrocutado	19,61	0,52	8399,3
EAF 074-2021	13-03-2021	Tap Off Oeste - Minsal	-	16,50	110	1F	Descarga atmosférica	39,80	1,87	9649,23
EAF 077-2021	16-03-2021	Pajonales - ESO	-	18,00	23	1F	Ave electrocutada	1,37	5,72	9972,35
EAF 141-2021	24-05-2021	Quillota - Marbella	-	20,50	110	1F	Ave electrocutada	5,00	0,32	9595
EAF 142-2021	25-05-2021	Arica - Pozo Almonte	-	110,0	110	1F	Ave electrocutada	1,68	0,38	10152
EAF 144-2021	31-05-2021	Barro Blanco - Pichil	-	9,55	66	2F	Impacto de objeto contra conductores	0,68	0,12	9676,3
EAF 152-2021	04-06-2021	Cardones - Refugio	-	69,96	110	1F	Sin determinar	4,80	4,77	8257
EAF 157-2021	08-06-2021	Illapel - Punitaqui	-	48,00	66	1F	Ave electrocutada	0,60	0,12	9007,42
EAF 158-2021	08-06-2021	Victoria - Traiguén	-	21,00	66	1F	Impacto de objeto contra conductores	7,20	5,98	10127
EAF 159-2021	08-06-2021	Catemu - Los Ángeles	-	10,60	44	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	18,50	5,03	10097,67
EAF 184-2021	11-07-2021	Condores - Palafitos	14	0,99	110	1F	Pérdida de aislación	11,72	1,33	7995,04
EAF 185-2021	11-07-2021	Las Luces - Taltal	516	36,63	110	1F	Ave electrocutada	4,54	4,48	7752,5
EAF 186-2021	12-07-2021	Maule - Talca C2	13	0,92	66	1F	Excremento de ave	33,60	10,18	8844,5
EAF 190-2021	17-07-2021	Capricornio - Alto Norte	123	8,73	110	1F	Falla de material	116,15	18,73	9860,67
EAF 191-2021	18-07-2021	Bombeo 2 - Bombeo 3	92	6,53	66	1F	Falla en instalación	61,43	9,25	7825,45
EAF 197-2021	27-07-2021	Angol - Collipulli	68	4,82	66	3F	Robo de cobre	3,65	0,28	9915,8
EAF 199-2021	29-07-2021	O'Higgins - Domeyko	-	63,5	220	1F	Falla de material	198,58	11,75	8845,6
EAF 242-2021	26-08-2021	Paño CG3 S/E Maitenes	-	-	6,6	3F	Trabajos mal ejecutados	33,31	21,6	9427
EAF 243-2021	26-08-2021	Penco - Lirquén	16	1,13	66	1F	Ave electrocutada	8,52	1,3	9340,3
EAF 244-2021	27-08-2021	Rio Tolten - Cunco	491	34,86	110	1F	Caída de árbol	0,54	0,12	9823,99

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 247-2021	29-08-2021	Los Ángeles - PE Buenos Aires	84	5,96	66	1F	Ave electrocutada	1,13	0,3	8402
EAF 249-2021	31-08-2021	Villarrica - Pucón	-	28,30	66	3F	Vehículo terrestre (directo)	55,40	11,6	8254
EAF 300-2021	09-10-2021	Barra 2 S/E San Fernando	-	-	66	1F	Sin determinar	40,41	1,93	9079,98
EAF 302-2021	11-10-2021	Tres Pinos - Lebu	520	36,92	66	2F	Caída de árbol	8,62	8,53	9129,8
EAF 304-2021	12-10-2021	Barra S/E Quinta	-	-	66	3F	Ave electrocutada	2,00	0,82	9298
EAF 305-2021	13-10-2021	Alonso de Ribera – Perales	-	0,50	66	1F	Robo de cobre	24,33	1,33	8506,6
EAF 310-2021	16-10-2021	Charrúa - Cabrero	43	3,05	66	2F	Vehículo terrestre (directo)	42,29	1,32	8188
EAF 314-2021	19-10-2021	Andalicán - Horcones C1	83	5,89	66	2F	Caída de árbol	0,71	0,15	9347,4
EAF 316-2021	20-10-2021	Barra 2 S/E Cardones	-	-	220	1F	Sin determinar	34,41	0,93	9596
EAF 317-2021	21-10-2021	Panguipulli - Los Lagos	122	8,66	66	1F	Caída de árbol	4,17	0,68	9958,25
EAF 319-2021	22-10-2021	Chuapa - Quínquimo	412	29,25	110	1F	Falla de material	1,00	0,12	8387,23
EAF 001-2022	01-01-2022	Picarte - Corral	162	11,50	66	1F	Impacto de objeto contra conductores	0,40	0,77	9712,15
EAF 004-2022	06-01-2022	Maule - San Miguel	31	2,20	66	1F	Incendio cercano	59,30	0,7	10711
EAF 008-2022	11-01-2022	Arica - Pozo Almonte	600	42,60	110	1F	Ave electrocutada	1,05	0,42	8686,43
EAF 010-2022	13-01-2022	Punitaqui - El Sauce	32	2,27	66	1F	Intervención de terceros no intencional	0,02	0,1	10277,14
EAF 013-2022	14-01-2022	Barra 110 kV S/E Potrerillos	2	0,14	110	1F	Pérdida de aislación	16,40	0,28	9885
EAF 015-2022	17-01-2022	Quillota - Marbella	-	20,50	110	2F	Impacto de objeto contra conductores	2,20	0,1	10106,86

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 017-2022	21-01-2022	Temuco - Loncoche C2	-	28,30	66	2F	Intervención de terceros intencional	10,02	1,83	10131
EAF 019-2022	21-01-2022	Los Peumos - Curacautin	92	6,53	66	1F	Incendio cercano	6,49	4,33	10209,87
EAF 038-2022	04-02-2022	Los Maquis - Aconcagua - Nueva Panquehue	74	5,25	110	1F	Ave electrocutada	38,32	0,53	8939,2
EAF 082-2022	11-03-2022	San Javier - Constitución	-	17,00	66	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	6,06	0,3	9182,7
EAF 083-2022	11-03-2022	Teno Empalme - Teno	4	0,28	154	2F	Incendio cercano	6,00	0,07	10935
EAF 084-2022	11-03-2022	San Pedro - Las Vegas C1	57	4,05	110	1F	Ave electrocutada	16,90	1	10180
EAF 086-2022	14-03-2022	Talca - San Ignacio	-	9,70	66	1F	Ave electrocutada	5,55	1,5	8142,9
EAF 087-2022	15-03-2022	Maitencillo - Cardones	143	10,15	110	2F	Pérdida de aislación	0,64	0,1	8601
EAF 088-2022	15-03-2022	San Javier - Villa Alegre	143	10,15	66	1F	Ave electrocutada	4,18	0,28	10529,56
EAF 090-2022	15-03-2022	Crucero - Radomiro Tomic	-	51,89	220	1F	Descarga atmosférica	486,75	8,25	9486,5
EAF 093-2022	16-03-2022	El Cobre - Gaby	-	28,50	220	2F	Acortamiento de distancia eléctrica	99,90	2,7	9649
EAF 094-2022	16-03-2022	Encuentro - Centinela	-	45,25	220	2F	Descarga atmosférica	72,50	2,18	10237,1
EAF 096-2022	17-03-2022	Coronel - Andalicán C1	42	2,98	66	2F	Caída de árbol	0,79	0,07	9843,65
EAF 100-2022	19-03-2022	Cumbre - Nueva Cardones	379	75,80	500	1F	Pérdida de aislación	327,35	2,07	8604,8
EAF 103-2022	24-03-2022	Picarte - Corral	120	8,52	66	1F	Impacto de objeto contra conductores	0,37	0,8	8888
EAF 106-2022	26-03-2022	Cardones - Refugio	-	69,50	110	1F	Sin determinar	1,57	1,57	8419,1

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 118-2022	07-04-2022	O'Higgins – Domeyko	-	25,00	220	1F	Pérdida de aislación	76,99	5,17	8197,07
EAF 120-2022	09-04-2022	Padre Las Casas - Pitrufquén	225	15,97	66	1F	Sin determinar	27,94	0,95	8991,66
EAF 130-2022	17-04-2022	Picarte - Corral	25	1,76	66	1F	Pérdida de aislación	4,92	2,83	8832,5
EAF 132-2022	18-04-2022	Lo Miranda - Loreto	103	7,31	66	3F	Vehículo terrestre (directo)	31,98	15,78	8365,09
EAF 136-2022	21-04-2022	Paine - Isla de Maipo	115	8,17	66	1F	Pérdida de aislación	3,07	0,28	10384,02
EAF 156-2022	25-04-2022	Nueva Ancud - Chiloé	-	11,45	220	2F	Descarga atmosférica	9,44	0,15	10070
EAF 250-2022	05-07-2022	Pargua - Nueva Ancud	-	11,15	220	2F	Descarga atmosférica	2,45	0,05	8670,3
EAF 256-2022	08-07-2022	Cóndores - Pacífico	24	1,70	110	1F	Pérdida de aislación	5,89	0,62	7994,2
EAF 257-2022	09-07-2022	Punta de Cortés - Tuniche	-	6,4	66	2F	Caída de árbol	21,22	2,65	9744,8
EAF 258-2022	09-07-2022	Cerro Navia - Lo Aguirre C2	-	6,00	110	1F	Impacto de objeto contra conductores	237,20	11,72	10128
EAF 263-2022	10-07-2022	Picarte - Corral	142	10,08	66	1F	Caída de árbol	5,86	12,35	8623,1
EAF 267-2022	11-07-2022	Maitencillo - Caserones C2	-	97,18	220	2F	Descarga atmosférica	273,27	6,62	8244,84
EAF 272-2022	12-07-2022	Padre Las Casas - Pitrufquén	290	20,59	66	2F	Caída de árbol	5,74	0,97	8372,3
EAF 273-2022	12-07-2022	Los Peumos - Curacautín	88	6,25	66	3F	Caída de árbol	7,10	1,98	9984
EAF 276-2022	13-07-2022	Duqueco - Faenas Pangue	-	40,15	66	2F	Pérdida de aislación	46,39	14,65	10752,6
EAF 277-2022	14-07-2022	Galleguillos - Caldera	306	21,75	110	1F	Falla de material	153,22	22,9	8338,63
EAF 298-2022	18-07-2022	Parral - Cauquenes	135	9,59	66	2F	Ave electrocutada	4,82	0,33	9741,1
EAF 301-2022	21-07-2022	Angol - Victoria	-	29,95	66	1F	Sin determinar	4,60	0,62	10031

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 313-2022	28-07-2022	Ovalle - Punitaqui	210	14,91	66	3F	Vehículo terrestre (indirecto)	1,48	0,4	10226,16
EAF 323-2022	10-08-2022	Linares - Parral	250	17,75	154	1F	Robo de cobre	4,12	0,4	9752,96
EAF 332-2022	16-08-2022	Ejercito - Coronel C2	-	4,96	66	2F	Impacto de objeto contra conductores	1,14	0,07	7876
EAF 347-2022	09-09-2022	El Peñón - Andacollo	34	2,41	66	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	6,77	4,57	8762,4
EAF 351-2022	11-09-2022	Paine - Isla de Maipo	39	2,77	66	1F	Robo de cobre	1,33	0,08	8967
EAF 361-2022	26-09-2022	Diego de Almagro - PFV Javiera	55	3,91	110	1F	Ave electrocutada	9,82	1,12	10437
EAF 364-2022	29-09-2022	Angol - Los Sauces	90	6,39	66	2F	Caída de árbol	0,48	0,37	9617,9
EAF 371-2022	09-10-2022	Cerro Navia - Lo Aguirre C2	-	9,79	110	1F	Impacto de objeto contra conductores	24,38	1,95	7612,48
EAF 377-2022	15-10-2022	Arica - Central Chapiquiña	120	8,52	66	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	2,17	0,7	7999,1
EAF 378-2022	15-10-2022	Laguna Verde - San Antonio	60	4,26	66	1F	Ave electrocutada	3,04	1,98	9283,75
EAF 496-2022	26-12-2022	Tres Pinos - Lebu	494	35,07	66	1F	Caída de árbol	3,34	1,77	9509
EAF 003-2023	04-01-2023	Tap Graneros - San Francisco de Mostazal	103	7,31	66	2F	Incendio cercano	13,89	0,67	9486,7
EAF 004-2023	04-01-2023	Alto Jahuel - Rancagua	145	10,29	154	1F	Incendio cercano	144,80	1,97	10739,34
EAF 005-2023	04-01-2023	Monterrico - Parral	33	2,34	66	1F	Acortamiento de distancia eléctrica	18,50	0,67	10047
EAF 009-2023	05-01-2023	Paño J7 S/E Punta Colorada	-	-	220	1F	Falla de material	262,88	21,2	10166,41
EAF 010-2023	06-01-2023	Curanilahue - Tres Pinos	390	27,69	66	2F	Caída de árbol	2,90	0,22	10461

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 022-2023	18-01-2023	Teno - Empalme Teno	6	0,42	154	2F	Incendio cercano	39,65	1,32	9380,4
EAF 030-2023	26-01-2023	Tap el Espino - Illapel	264	18,74	66	1F	Ave electrocutada	0,48	0,3	8251,5
EAF 039-2023	01-02-2023	Andes - Nueva Zaldívar	-	31,65	220	2F	Pérdida de aislación	24,34	2,48	7982,9
EAF 052-2023	06-02-2023	San Ignacio - Talca	-	19,20	66	1F	Ave electrocutada	3,35	2,1	8151,4
EAF 061-2023	09-02-2023	Lautaro - Llaima	194	13,77	66	1F	Incendio cercano	5,98	1,78	10487,74
EAF 069-2023	13-02-2023	Parral - Cauquenes	215	15,26	66	1F	Falla de material	67,05	6,17	8715,1
EAF 079-2023	17-02-2023	Carrera Pinto - La Coipa	-	39,20	220	3F	Descarga atmosférica	18,13	1,45	10596
EAF 100-2023	03-03-2023	Barra 66 kV S/E Parinacota	-	-	66	1F	Trabajos mal ejecutados	26,25	0,5	10580,99
EAF 108-2023	07-03-2023	Arenas Blancas - Puchoco	8	0,56	66	1F	Pérdida de aislación	14,57	2,35	8661,1
EAF 115-2023	08-03-2023	Penco - Tomé	104	7,38	66	2F	Trabajos mal ejecutados	7,67	0,83	10517,64
EAF 129-2023	14-03-2023	Los Maquis - Hualañe	104	7,38	66	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	84,89	4,62	10816,8
EAF 156-2023	04-04-2023	Los Changos - Cumbres C1 y C2	-	199,8	500	2F	Descarga atmosférica	392,95	2,37	9945,5
EAF 161-2023	05-04-2023	Crucero - Norgener C1 y C2	-	36,00	220	2F	Descarga atmosférica	76,27	15,67	10446
EAF 162-2023	06-04-2023	Maitencillo - Algarrobo	30	2,13	110	1F	Ave electrocutada	3,70	0,25	8779
EAF 180-2023	24-04-2023	Las Vegas - FFCC Rungue C2	54	3,83	44	1F	Pérdida de aislación	3,04	9,42	8518,89
EAF 211-2023	14-05-2023	Cardones - Refugio	-	20,60	110	1F	Sin determinar	2,43	3,47	7971,8
EAF 218-2023	21-05-2023	Barra 3 S/E Lo Boza	-	-	23	3F	Falla en instalación	65,30	3,93	10232
EAF 247-2023	08-06-2023	Los Peumos - Curacautín	171	12,14	66	2F	Caída de árbol	2,50	1,68	9807,5

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 297-2023	10-07-2023	Victora - Collipulli	187	13,27	66	1F	Falla en instalación	21,80	1,73	7990,2
EAF 299-2023	11-07-2023	Las Luces - Taltal	453	32,16	110	1F	Ave electrocutada	3,90	4,17	10036,5
EAF 311-2023	23-07-2023	Tap Río Huasco - Alto del Carmen	148	10,50	110	2F	Incendio cercano	26,60	32,03	8947
EAF 315-2023	27-07-2023	Alto Jahuel - Buin (CGE)	103	7,31	66	2F	Vehículo terrestre (directo)	11,70	0,65	10251,41
EAF 317-2023	29-07-2023	Transformador 2 S/E San Gregorio	-	-	13,2	2F	Roedor electrocutado	1,90	1,52	8584
EAF 331-2023	03-08-2023	Cardones - Refugio	-	26,10	110	1F	Sin determinar	0,90	1,97	9449,2
EAF 334-2023	06-08-2023	San Fernando - San Vicente de Tagua Tagua	18	1,27	66	1F	Robo de cobre	8,70	2,18	8016,93
EAF 341-2023	10-08-2023	Tap off Mal Paso - Tap off Vitor	125	8,87	110	1F	Falla de material	32,40	12,27	10584,6
EAF 347-2023	14-08-2023	Maitencillo - Las Compañías	-	165,0	110	1F	Sin determinar	7,70	0,92	9721
EAF 349-2023	16-08-2023	Seccionadora Río Toltén - Lastarria C1	141	10,01	220	1F	Descarga atmosférica	7,80	1,4	11220,7
EAF 358-2023	21-08-2023	Tres Quebradas - Lama	-	23,00	220	1F	Acortamiento de distancia eléctrica	10,80	1,2	10545,51
EAF 362-2022	22-08-2023	Los Maquis - Hualañe	14	0,99	66	1F	Catástrofe natural	1043,2 0	418,3 5	8890
EAF 364-2023	22-08-2023	Nancagua - Painahue	213	15,12	66	2F	Impacto de objeto contra conductores	0,20	0,12	8571,81
EAF 369-2023	22-08-2023	Vicuña - Baños del Toro	-	44,1	110	1F	Sin determinar	0,10	1,43	10740,8
EAF 381-2023	29-08-2023	Pilmaiquén - Osorno C1	-	21,65	66	2F	Sin determinar	2,80	2,25	10117,7
EAF 391-2023	04-09-2023	Duqueco - Faenas Pangue	115	8,16	66	1F	Caída de árbol	4,90	2,07	10974

EAF asociado	Fecha	Ubicación	Est.	km	kV	1F, 2F, 3F	Origen de la falla	ENS [MWh]	t [h]	Despacho [MW]
EAF 399-2023	09-09-2023	Los Peumos - Curacautin	-	32,00	66	1F	Caída de árbol	1,70	0,97	8151
EAF 402-2023	12-09-2023	Colbun - Puente Negro C2	-	62,70	220	1F	Ave electrocutada	81,10	1,73	9032,06
EAF 407-2023	14-09-2023	Agua Santa - Placilla	9	0,63	110	1F	Ave electrocutada	13,60	1,65	10324,4
EAF 416-2023	24-09-2023	Antofagasta - Alto Norte	1	0,07	110	1F	Pérdida de aislación	20,20	2,25	8138,83
EAF 423-2023	02-10-2023	Alonso de Ribera - Chiguayante	-	7,85	66	1F	Intervención de terceros intencional	68,90	8,3	10288,7
EAF 424-2023	02-10-2023	Loncoche - Villarica C1	177	12,56	66	1F	Vehículo terrestre (indirecto)	1,00	0,07	10230,49
EAF 439-2023	12-10-2023	Río Aconcagua - Nueva Panquehue	-	3,87	110	1F	Trabajos mal ejecutados	23,50	1,28	9210,8

Tabla A.1: Base de datos de fallas seleccionadas.

B. Cálculo costo de falla y SCL

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]
EAF 001-2021	0,14	0,97	4335	0,6069	101,38
EAF 004-2021	20,58	1,57	3678	75,69324	393,39
EAF 023-2021	14,00	7,5	3320	46,48	438,04
EAF 030-2021	1,20	0,15	5804	6,9648	1954,18
EAF 031-2021	0,65	0,1	5804	3,7726	9927,06
EAF 032-2021	5,70	0,83	4335	24,7095	2002,26
EAF 045-2021	1,31	4,83	3320	4,3492	93,80
EAF 047-2021	2,28	0,17	5804	13,23312	376,69
EAF 049-2021	36,00	2,77	3678	132,408	376,69
EAF 056-2021	2,83	0,82	4335	12,26805	1851,72
EAF 066-2021	1,74	0,63	4335	7,5429	540,29
EAF 067-2021	130,61	2,63	3678	480,38358	6472,00
EAF 068-2021	8,09	0,27	5804	46,95436	2441,75
EAF 073-2021	19,61	0,52	4335	85,00935	4634,05
EAF 074-2021	39,80	1,87	3678	146,3844	292,37
EAF 077-2021	1,37	5,72	3320	4,5484	19,43
EAF 141-2021	5,00	0,32	5804	29,02	1342,44
EAF 142-2021	1,68	0,38	4335	7,2828	191,67
EAF 144-2021	0,68	0,12	5804	3,94672	389,08
EAF 152-2021	4,80	4,77	3320	15,936	511,54
EAF 157-2021	0,60	0,12	5804	3,4824	177,03
EAF 158-2021	7,20	5,98	3320	23,904	221,36
EAF 159-2021	18,50	5,03	3320	61,42	110,00
EAF 184-2021	11,72	1,33	3678	43,10616	610,84
EAF 185-2021	4,54	4,48	3320	15,0728	191,92
EAF 186-2021	33,60	10,18	3320	111,552	1027,79
EAF 190-2021	116,15	18,73	3320	385,618	581,19
EAF 191-2021	61,43	9,25	3320	203,9476	280,71
EAF 197-2021	3,65	0,28	5804	21,1846	285,25
EAF 199-2021	198,58	11,75	3320	659,2856	2466,72
EAF 242-2021	33,31	21,6	3320	110,5892	424,04
EAF 243-2021	8,52	1,3	3678	31,33656	533,28
EAF 244-2021	0,54	0,12	5804	3,13416	497,54
EAF 247-2021	1,13	0,3	5804	6,55852	544,52
EAF 249-2021	55,40	11,6	3320	183,928	140,82
EAF 300-2021	40,41	1,93	3678	148,62798	1461,96
EAF 302-2021	8,62	8,53	3320	28,6184	247,51
EAF 304-2021	2,00	0,82	4335	8,67	922,60
EAF 305-2021	24,33	1,33	3678	89,48574	1578,59
EAF 310-2021	42,29	1,32	3678	155,54262	657,59

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]
EAF 314-2021	0,71	0,15	5804	4,12084	913,34
EAF 316-2021	34,41	0,93	4335	149,16735	7922,99
EAF 317-2021	4,17	0,68	4335	18,07695	371,48
EAF 319-2021	1,00	0,12	5804	5,804	548,97
EAF 001-2022	0,40	0,77	4335	1,75134	350,55
EAF 004-2022	59,30	0,7	4335	257,0655	828,74
EAF 008-2022	1,05	0,42	4335	4,55175	262,42
EAF 010-2022	0,02	0,1	5804	0,11608	199,87
EAF 013-2022	16,40	0,28	5804	95,1856	668,52
EAF 015-2022	2,20	0,1	5804	12,7688	662,20
EAF 017-2022	10,02	1,83	3678	36,85356	399,92
EAF 019-2022	6,49	4,33	3320	21,5468	456,41
EAF 038-2022	38,32	0,53	4335	166,1172	1612,90
EAF 082-2022	6,06	0,3	5804	35,17224	411,44
EAF 083-2022	6,00	0,07	5804	34,824	2683,00
EAF 084-2022	16,90	1	3678	62,1582	2710,71
EAF 086-2022	5,55	1,5	3678	20,4129	622,56
EAF 087-2022	0,64	0,1	5804	3,71456	1197,59
EAF 088-2022	4,18	0,28	5804	24,26072	488,07
EAF 090-2022	486,75	8,25	3320	1616,01	2885,74
EAF 093-2022	99,90	2,7	3678	367,4322	2307,31
EAF 094-2022	72,50	2,18	3678	266,655	2991,36
EAF 096-2022	0,79	0,07	5804	4,58516	1381,84
EAF 100-2022	327,35	2,07	3678	1203,9933	8008,25
EAF 103-2022	0,37	0,8	4335	1,60395	403,00
EAF 106-2022	1,57	1,57	3678	5,77446	425,65
EAF 118-2022	76,99	5,17	3320	255,6068	3335,73
EAF 120-2022	27,94	0,95	4335	121,1199	611,55
EAF 130-2022	4,92	2,83	3678	18,09576	650,20
EAF 132-2022	31,98	15,78	3320	106,1736	490,46
EAF 136-2022	3,07	0,28	5804	17,81828	883,49
EAF 156-2022	9,44	0,15	5804	54,78976	475,04
EAF 250-2022	2,45	0,05	5804	14,2198	889,23
EAF 256-2022	5,89	0,62	4335	25,53315	774,88
EAF 257-2022	21,22	2,65	3678	78,04716	512,17
EAF 258-2022	237,20	11,72	3320	787,504	4042,29
EAF 263-2022	5,86	12,35	3320	19,4552	722,57
EAF 267-2022	273,27	6,62	3320	907,2564	1808,79
EAF 272-2022	5,74	0,97	4335	24,8829	821,66
EAF 273-2022	7,10	1,98	3678	26,1138	496,78
EAF 276-2022	46,39	14,65	3320	154,0148	195,75
EAF 277-2022	153,22	22,9	3320	508,6904	574,12

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]
EAF 298-2022	4,82	0,33	5804	27,97528	364,72
EAF 301-2022	4,60	0,62	4335	19,941	420,37
EAF 313-2022	1,48	0,4	4335	6,4158	303,27
EAF 323-2022	4,12	0,4	4335	17,8602	1296,15
EAF 332-2022	1,14	0,07	5804	6,61656	1345,39
EAF 347-2022	6,77	4,57	3320	22,4764	406,78
EAF 351-2022	1,33	0,08	5804	7,71932	1102,27
EAF 361-2022	9,82	1,12	3678	36,11796	1836,02
EAF 364-2022	0,48	0,37	4335	2,0808	443,97
EAF 371-2022	24,38	1,95	3678	89,66964	2607,77
EAF 377-2022	2,17	0,7	4335	9,40695	330,05
EAF 378-2022	3,04	1,98	3678	11,18112	619,79
EAF 496-2022	3,34	1,77	3678	12,28452	168,65
EAF 003-2023	13,89	0,67	4335	60,21315	721,06
EAF 004-2023	144,80	1,97	3678	532,5744	3119,26
EAF 005-2023	18,50	0,67	4335	80,1975	877,50
EAF 009-2023	262,88	21,2	3320	872,7616	3795,16
EAF 010-2023	2,90	0,22	5804	16,8316	300,05
EAF 022-2023	39,65	1,32	3678	145,8327	2764,53
EAF 030-2023	0,48	0,3	5804	2,78592	209,01
EAF 039-2023	24,34	2,48	3678	89,52252	2732,34
EAF 052-2023	3,35	2,1	3678	12,3213	484,33
EAF 061-2023	5,98	1,78	3678	21,99444	659,88
EAF 069-2023	67,05	6,17	3320	222,606	273,86
EAF 079-2023	18,13	1,45	3678	66,68214	2068,24
EAF 100-2023	26,25	0,5	4335	113,79375	451,95
EAF 108-2023	14,57	2,35	3678	53,58846	1270,47
EAF 115-2023	7,67	0,83	4335	33,24945	608,63
EAF 129-2023	84,89	4,62	3320	281,8348	478,01
EAF 156-2023	392,95	2,37	3678	1445,2701	9652,25
EAF 161-2023	76,27	15,67	3320	253,2164	4252,44
EAF 162-2023	3,70	0,25	5804	21,4748	1584,59
EAF 180-2023	3,04	9,42	3320	10,0928	332,59
EAF 211-2023	2,43	3,47	3678	8,93754	1002,38
EAF 218-2023	65,30	3,93	3678	240,1734	6332,54
EAF 247-2023	2,50	1,68	3678	9,195	367,07
EAF 297-2023	21,80	1,73	3678	80,1804	497,88
EAF 299-2023	3,90	4,17	3320	12,948	206,58
EAF 311-2023	26,60	32,03	3320	88,312	389,82
EAF 315-2023	11,70	0,65	4335	50,7195	1009,93
EAF 317-2023	1,90	1,52	3678	6,9882	172,17
EAF 331-2023	0,90	1,97	3678	3,3102	721,24

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]
EAF 334-2023	8,70	2,18	3678	31,9986	1278,42
EAF 341-2023	32,40	12,27	3320	107,568	199,49
EAF 347-2023	7,70	0,92	4335	33,3795	852,52
EAF 349-2023	7,80	1,4	3678	28,6884	2903,97
EAF 358-2023	10,80	1,2	3678	39,7224	756,88
EAF 362-2022	1043,20	418,35	3320	3463,424	808,69
EAF 364-2023	0,20	0,12	5804	1,1608	374,67
EAF 369-2023	0,10	1,43	3678	0,3678	215,49
EAF 381-2023	2,80	2,25	3678	10,2984	443,00
EAF 391-2023	4,90	2,07	3678	18,0222	1048,68
EAF 399-2023	1,70	0,97	4335	7,3695	191,67
EAF 402-2023	81,10	1,73	3678	298,2858	9623,46
EAF 407-2023	13,60	1,65	3678	50,0208	3901,41
EAF 416-2023	20,20	2,25	3678	74,2956	1195,89
EAF 423-2023	68,90	8,3	3320	228,748	745,88
EAF 424-2023	1,00	0,07	5804	5,804	428,27
EAF 439-2023	23,50	1,28	3678	86,433	1663,45

Tabla B.1: Cálculo costo de falla y SCL.

C. Cálculo de PNS a partir de ENS y tiempo de indisponibilidad

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	PNS [MW]
EAF 001-2021	0,14	0,97	0,14
EAF 004-2021	20,58	1,57	13,11
EAF 023-2021	14,00	7,5	1,87
EAF 030-2021	1,20	0,15	8,00
EAF 031-2021	0,65	0,1	6,50
EAF 032-2021	5,70	0,83	6,87
EAF 045-2021	1,31	4,83	0,27
EAF 047-2021	2,28	0,17	13,41
EAF 049-2021	36,00	2,77	13,00
EAF 056-2021	2,83	0,82	3,45
EAF 066-2021	1,74	0,63	2,76
EAF 067-2021	130,61	2,63	49,66
EAF 068-2021	8,09	0,27	29,96
EAF 073-2021	19,61	0,52	37,71
EAF 074-2021	39,80	1,87	21,28
EAF 077-2021	1,37	5,72	0,24
EAF 141-2021	5,00	0,32	15,63
EAF 142-2021	1,68	0,38	4,42
EAF 144-2021	0,68	0,12	5,67
EAF 152-2021	4,80	4,77	1,01
EAF 157-2021	0,60	0,12	5,00
EAF 158-2021	7,20	5,98	1,20
EAF 159-2021	18,50	5,03	3,68
EAF 184-2021	11,72	1,33	8,81
EAF 185-2021	4,54	4,48	1,01
EAF 186-2021	33,60	10,18	3,30
EAF 190-2021	116,15	18,73	6,20
EAF 191-2021	61,43	9,25	6,64
EAF 197-2021	3,65	0,28	13,04
EAF 199-2021	198,58	11,75	16,90
EAF 242-2021	33,31	21,6	1,54
EAF 243-2021	8,52	1,3	6,55
EAF 244-2021	0,54	0,12	4,50
EAF 247-2021	1,13	0,3	3,77
EAF 249-2021	55,40	11,6	4,78
EAF 300-2021	40,41	1,93	20,94
EAF 302-2021	8,62	8,53	1,01
EAF 304-2021	2,00	0,82	2,44
EAF 305-2021	24,33	1,33	18,29
EAF 310-2021	42,29	1,32	32,04
EAF 314-2021	0,71	0,15	4,73
EAF 316-2021	34,41	0,93	37,00

EAf asociado	ENS [MWh]	t [h]	PNS [MW]
EAf 317-2021	4,17	0,68	6,13
EAf 319-2021	1,00	0,12	8,33
EAf 001-2022	0,40	0,77	0,52
EAf 004-2022	59,30	0,7	84,71
EAf 008-2022	1,05	0,42	2,50
EAf 010-2022	0,02	0,1	0,20
EAf 013-2022	16,40	0,28	58,57
EAf 015-2022	2,20	0,1	22,00
EAf 017-2022	10,02	1,83	5,48
EAf 019-2022	6,49	4,33	1,50
EAf 038-2022	38,32	0,53	72,30
EAf 082-2022	6,06	0,3	20,20
EAf 083-2022	6,00	0,07	85,71
EAf 084-2022	16,90	1	16,90
EAf 086-2022	5,55	1,5	3,70
EAf 087-2022	0,64	0,1	6,40
EAf 088-2022	4,18	0,28	14,93
EAf 090-2022	486,75	8,25	59,00
EAf 093-2022	99,90	2,7	37,00
EAf 094-2022	72,50	2,18	33,26
EAf 096-2022	0,79	0,07	11,29
EAf 100-2022	327,35	2,07	158,14
EAf 103-2022	0,37	0,8	0,46
EAf 106-2022	1,57	1,57	1,00
EAf 118-2022	76,99	5,17	14,89
EAf 120-2022	27,94	0,95	29,41
EAf 130-2022	4,92	2,83	1,74
EAf 132-2022	31,98	15,78	2,03
EAf 136-2022	3,07	0,28	10,96
EAf 156-2022	9,44	0,15	62,93
EAf 250-2022	2,45	0,05	49,00
EAf 256-2022	5,89	0,62	9,50
EAf 257-2022	21,22	2,65	8,01
EAf 258-2022	237,20	11,72	20,24
EAf 263-2022	5,86	12,35	0,47
EAf 267-2022	273,27	6,62	41,28
EAf 272-2022	5,74	0,97	5,92
EAf 273-2022	7,10	1,98	3,59
EAf 276-2022	46,39	14,65	3,17
EAf 277-2022	153,22	22,9	6,69
EAf 298-2022	4,82	0,33	14,61
EAf 301-2022	4,60	0,62	7,42
EAf 313-2022	1,48	0,4	3,70
EAf 323-2022	4,12	0,4	10,30

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	PNS [MW]
EAF 332-2022	1,14	0,07	16,29
EAF 347-2022	6,77	4,57	1,48
EAF 351-2022	1,33	0,08	16,63
EAF 361-2022	9,82	1,12	8,77
EAF 364-2022	0,48	0,37	1,30
EAF 371-2022	24,38	1,95	12,50
EAF 377-2022	2,17	0,7	3,10
EAF 378-2022	3,04	1,98	1,54
EAF 496-2022	3,34	1,77	1,89
EAF 003-2023	13,89	0,67	20,73
EAF 004-2023	144,80	1,97	73,50
EAF 005-2023	18,50	0,67	27,61
EAF 009-2023	262,88	21,2	12,40
EAF 010-2023	2,90	0,22	13,18
EAF 022-2023	39,65	1,32	30,04
EAF 030-2023	0,48	0,3	1,60
EAF 039-2023	24,34	2,48	9,81
EAF 052-2023	3,35	2,1	1,60
EAF 061-2023	5,98	1,78	3,36
EAF 069-2023	67,05	6,17	10,87
EAF 079-2023	18,13	1,45	12,50
EAF 100-2023	26,25	0,5	52,50
EAF 108-2023	14,57	2,35	6,20
EAF 115-2023	7,67	0,83	9,24
EAF 129-2023	84,89	4,62	18,37
EAF 156-2023	392,95	2,37	165,80
EAF 161-2023	76,27	15,67	4,87
EAF 162-2023	3,70	0,25	14,80
EAF 180-2023	3,04	9,42	0,32
EAF 211-2023	2,43	3,47	0,70
EAF 218-2023	65,30	3,93	16,62
EAF 247-2023	2,50	1,68	1,49
EAF 297-2023	21,80	1,73	12,60
EAF 299-2023	3,90	4,17	0,94
EAF 311-2023	26,60	32,03	0,83
EAF 315-2023	11,70	0,65	18,00
EAF 317-2023	1,90	1,52	1,25
EAF 331-2023	0,90	1,97	0,46
EAF 334-2023	8,70	2,18	3,99
EAF 341-2023	32,40	12,27	2,64
EAF 347-2023	7,70	0,92	8,37
EAF 349-2023	7,80	1,4	5,57
EAF 358-2023	10,80	1,2	9,00
EAF 362-2022	1043,20	418,35	2,49

EAF asociado	ENS [MWh]	t [h]	PNS [MW]
EAf 364-2023	0,20	0,12	1,67
EAf 369-2023	0,10	1,43	0,07
EAf 381-2023	2,80	2,25	1,24
EAf 391-2023	4,90	2,07	2,37
EAf 399-2023	1,70	0,97	1,75
EAf 402-2023	81,10	1,73	46,88
EAf 407-2023	13,60	1,65	8,24
EAf 416-2023	20,20	2,25	8,98
EAf 423-2023	68,90	8,3	8,30
EAf 424-2023	1,00	0,07	14,29
EAf 439-2023	23,50	1,28	18,36

Tabla C.1: Cálculo de PNS a partir de ENS y tiempo de indisponibilidad.

D. Cálculo costo de falla y SCL con ajustes

EAF asociado	PNS [MW]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]	1F, 2F, 3F	f_p	SCL' [MVA]
EAF 001-2021	0,14	4335	0,6069	101,38	1F	0,315	31,93
EAF 004-2021	20,58	3678	75,69324	393,39	1F	0,315	123,92
EAF 023-2021	14,00	3320	46,48	438,04	1F	0,315	137,98
EAF 030-2021	1,20	5804	6,9648	1954,18	1F	0,315	615,57
EAF 031-2021	0,65	5804	3,7726	9927,06	1F	0,315	3127,02
EAF 032-2021	5,70	4335	24,7095	2002,26	1F	0,315	630,71
EAF 045-2021	1,31	3320	4,3492	93,80	1F	0,315	29,55
EAF 047-2021	2,28	5804	13,23312	376,69	1F	0,315	118,66
EAF 049-2021	36,00	3678	132,408	376,69	1F	0,315	118,66
EAF 056-2021	2,83	4335	12,26805	1851,72	2F	0,830	1536,93
EAF 066-2021	1,74	4335	7,5429	540,29	2F	0,830	448,44
EAF 067-2021	130,61	3678	480,38358	6472,00	1F	0,315	2038,68
EAF 068-2021	8,09	5804	46,95436	2441,75	1F	0,315	769,15
EAF 073-2021	19,61	4335	85,00935	4634,05	3F	1,000	4634,05
EAF 074-2021	39,80	3678	146,3844	292,37	1F	0,315	92,10
EAF 077-2021	1,37	3320	4,5484	19,43	1F	0,315	6,12
EAF 141-2021	5,00	5804	29,02	1342,44	1F	0,315	422,87
EAF 142-2021	1,68	4335	7,2828	191,67	1F	0,315	60,38
EAF 144-2021	0,68	5804	3,94672	389,08	2F	0,830	322,94
EAF 152-2021	4,80	3320	15,936	511,54	1F	0,315	161,14
EAF 157-2021	0,60	5804	3,4824	177,03	1F	0,315	55,76
EAF 158-2021	7,20	3320	23,904	221,36	1F	0,315	69,73
EAF 159-2021	18,50	3320	61,42	110,00	1F	0,315	34,65
EAF 184-2021	11,72	3678	43,10616	610,84	1F	0,315	192,41
EAF 185-2021	4,54	3320	15,0728	191,92	1F	0,315	60,45
EAF 186-2021	33,60	3320	111,552	1027,79	1F	0,315	323,75
EAF 190-2021	116,15	3320	385,618	581,19	1F	0,315	183,07
EAF 191-2021	61,43	3320	203,9476	280,71	1F	0,315	88,42
EAF 197-2021	3,65	5804	21,1846	285,25	3F	1,000	285,25
EAF 199-2021	198,58	3320	659,2856	2466,72	1F	0,315	777,02
EAF 242-2021	33,31	3320	110,5892	424,04	3F	1,000	424,04
EAF 243-2021	8,52	3678	31,33656	533,28	1F	0,315	167,98
EAF 244-2021	0,54	5804	3,13416	497,54	1F	0,315	156,73
EAF 247-2021	1,13	5804	6,55852	544,52	1F	0,315	171,52
EAF 249-2021	55,40	3320	183,928	140,82	3F	1,000	140,82
EAF 300-2021	40,41	3678	148,62798	1461,96	1F	0,315	460,52
EAF 302-2021	8,62	3320	28,6184	247,51	2F	0,830	205,43
EAF 304-2021	2,00	4335	8,67	922,60	3F	1,000	922,60
EAF 305-2021	24,33	3678	89,48574	1578,59	1F	0,315	497,26
EAF 310-2021	42,29	3678	155,54262	657,59	2F	0,830	545,80

EAF asociado	PNS [MW]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]	1F, 2F, 3F	<i>fp</i>	SCL' [MVA]
EAF 314-2021	0,71	5804	4,12084	913,34	2F	0,830	758,07
EAF 316-2021	34,41	4335	149,16735	7922,99	1F	0,315	2495,74
EAF 317-2021	4,17	4335	18,07695	371,48	1F	0,315	117,02
EAF 319-2021	1,00	5804	5,804	548,97	1F	0,315	172,93
EAF 001-2022	0,40	4335	1,75134	350,55	1F	0,315	110,42
EAF 004-2022	59,30	4335	257,0655	828,74	1F	0,315	261,05
EAF 008-2022	1,05	4335	4,55175	262,42	1F	0,315	82,66
EAF 010-2022	0,02	5804	0,11608	199,87	1F	0,315	62,96
EAF 013-2022	16,40	5804	95,1856	668,52	1F	0,315	210,58
EAF 015-2022	2,20	5804	12,7688	662,20	2F	0,830	549,63
EAF 017-2022	10,02	3678	36,85356	399,92	2F	0,830	331,93
EAF 019-2022	6,49	3320	21,5468	456,41	1F	0,315	143,77
EAF 038-2022	38,32	4335	166,1172	1612,90	3F	1,000	1612,90
EAF 082-2022	6,06	5804	35,17224	411,44	1F	0,315	129,60
EAF 083-2022	6,00	5804	34,824	2683,00	2F	0,830	2226,89
EAF 084-2022	16,90	3678	62,1582	2710,71	1F	0,315	853,87
EAF 086-2022	5,55	3678	20,4129	622,56	1F	0,315	196,11
EAF 087-2022	0,64	5804	3,71456	1197,59	2F	0,830	994,00
EAF 088-2022	4,18	5804	24,26072	488,07	1F	0,315	153,74
EAF 090-2022	486,75	3320	1616,01	2885,74	1F	0,315	909,01
EAF 093-2022	99,90	3678	367,4322	2307,31	2F	0,830	1915,07
EAF 094-2022	72,50	3678	266,655	2991,36	2F	0,830	2482,83
EAF 096-2022	0,79	5804	4,58516	1381,84	2F	0,830	1146,93
EAF 100-2022	327,35	3678	1203,9933	8008,25	1F	0,315	2522,60
EAF 103-2022	0,37	4335	1,60395	403,00	1F	0,315	126,95
EAF 106-2022	1,57	3678	5,77446	425,65	1F	0,315	134,08
EAF 118-2022	76,99	3320	255,6068	3335,73	1F	0,315	1050,75
EAF 120-2022	27,94	4335	121,1199	611,55	1F	0,315	192,64
EAF 130-2022	4,92	3678	18,09576	650,20	1F	0,315	204,81
EAF 132-2022	31,98	3320	106,1736	490,46	3F	1,000	490,46
EAF 136-2022	3,07	5804	17,81828	883,49	1F	0,315	278,30
EAF 156-2022	9,44	5804	54,78976	475,04	2F	0,830	394,28
EAF 250-2022	2,45	5804	14,2198	889,23	2F	0,830	738,06
EAF 256-2022	5,89	4335	25,53315	774,88	1F	0,315	244,09
EAF 257-2022	21,22	3678	78,04716	512,17	2F	0,830	425,10
EAF 258-2022	237,20	3320	787,504	4042,29	1F	0,315	1273,32
EAF 263-2022	5,86	3320	19,4552	722,57	1F	0,315	227,61
EAF 267-2022	273,27	3320	907,2564	1808,79	2F	0,830	1501,30
EAF 272-2022	5,74	4335	24,8829	821,66	2F	0,830	681,98
EAF 273-2022	7,10	3678	26,1138	496,78	3F	1,000	496,78
EAF 276-2022	46,39	3320	154,0148	195,75	2F	0,830	162,47
EAF 277-2022	153,22	3320	508,6904	574,12	1F	0,315	180,85

EAF asociado	PNS [MW]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]	1F, 2F, 3F	<i>fp</i>	SCL' [MVA]
EAF 298-2022	4,82	5804	27,97528	364,72	2F	0,830	302,72
EAF 301-2022	4,60	4335	19,941	420,37	1F	0,315	132,42
EAF 313-2022	1,48	4335	6,4158	303,27	3F	1,000	303,27
EAF 323-2022	4,12	4335	17,8602	1296,15	1F	0,315	408,29
EAF 332-2022	1,14	5804	6,61656	1345,39	2F	0,830	1116,67
EAF 347-2022	6,77	3320	22,4764	406,78	1F	0,315	128,14
EAF 351-2022	1,33	5804	7,71932	1102,27	1F	0,315	347,22
EAF 361-2022	9,82	3678	36,11796	1836,02	1F	0,315	578,35
EAF 364-2022	0,48	4335	2,0808	443,97	2F	0,830	368,50
EAF 371-2022	24,38	3678	89,66964	2607,77	1F	0,315	821,45
EAF 377-2022	2,17	4335	9,40695	330,05	1F	0,315	103,97
EAF 378-2022	3,04	3678	11,18112	619,79	1F	0,315	195,23
EAF 496-2022	3,34	3678	12,28452	168,65	1F	0,315	53,12
EAF 003-2023	13,89	4335	60,21315	721,06	2F	0,830	598,48
EAF 004-2023	144,80	3678	532,5744	3119,26	1F	0,315	982,57
EAF 005-2023	18,50	4335	80,1975	877,50	1F	0,315	276,41
EAF 009-2023	262,88	3320	872,7616	3795,16	1F	0,315	1195,48
EAF 010-2023	2,90	5804	16,8316	300,05	2F	0,830	249,04
EAF 022-2023	39,65	3678	145,8327	2764,53	2F	0,830	2294,56
EAF 030-2023	0,48	5804	2,78592	209,01	1F	0,315	65,84
EAF 039-2023	24,34	3678	89,52252	2732,34	2F	0,830	2267,84
EAF 052-2023	3,35	3678	12,3213	484,33	1F	0,315	152,56
EAF 061-2023	5,98	3678	21,99444	659,88	1F	0,315	207,86
EAF 069-2023	67,05	3320	222,606	273,86	1F	0,315	86,27
EAF 079-2023	18,13	3678	66,68214	2068,24	3F	1,000	2068,24
EAF 100-2023	26,25	4335	113,79375	451,95	1F	0,315	142,36
EAF 108-2023	14,57	3678	53,58846	1270,47	1F	0,315	400,20
EAF 115-2023	7,67	4335	33,24945	608,63	2F	0,830	505,16
EAF 129-2023	84,89	3320	281,8348	478,01	1F	0,315	150,57
EAF 156-2023	392,95	3678	1445,2701	9652,25	2F	0,830	8011,37
EAF 161-2023	76,27	3320	253,2164	4252,44	2F	0,830	3529,53
EAF 162-2023	3,70	5804	21,4748	1584,59	1F	0,315	499,15
EAF 180-2023	3,04	3320	10,0928	332,59	1F	0,315	104,77
EAF 211-2023	2,43	3678	8,93754	1002,38	1F	0,315	315,75
EAF 218-2023	65,30	3678	240,1734	6332,54	3F	1,000	6332,54
EAF 247-2023	2,50	3678	9,195	367,07	2F	0,830	304,67
EAF 297-2023	21,80	3678	80,1804	497,88	1F	0,315	156,83
EAF 299-2023	3,90	3320	12,948	206,58	1F	0,315	65,07
EAF 311-2023	26,60	3320	88,312	389,82	2F	0,830	323,55
EAF 315-2023	11,70	4335	50,7195	1009,93	2F	0,830	838,24
EAF 317-2023	1,90	3678	6,9882	172,17	2F	0,830	142,90
EAF 331-2023	0,90	3678	3,3102	721,24	1F	0,315	227,19

EAF asociado	PNS [MW]	Costo de falla de corta duración [\$/kWh]	Costo de falla total [M\$]	SCL [MVA]	1F, 2F, 3F	<i>fp</i>	SCL' [MVA]
EAF 334-2023	8,70	3678	31,9986	1278,42	1F	0,315	402,70
EAF 341-2023	32,40	3320	107,568	199,49	1F	0,315	62,84
EAF 347-2023	7,70	4335	33,3795	852,52	1F	0,315	268,54
EAF 349-2023	7,80	3678	28,6884	2903,97	1F	0,315	914,75
EAF 358-2023	10,80	3678	39,7224	756,88	1F	0,315	238,42
EAF 362-2022	1043,20	3320	3463,424	808,69	1F	0,315	254,74
EAF 364-2023	0,20	5804	1,1608	374,67	2F	0,830	310,98
EAF 369-2023	0,10	3678	0,3678	215,49	1F	0,315	67,88
EAF 381-2023	2,80	3678	10,2984	443,00	2F	0,830	367,69
EAF 391-2023	4,90	3678	18,0222	1048,68	1F	0,315	330,33
EAF 399-2023	1,70	4335	7,3695	191,67	1F	0,315	60,38
EAF 402-2023	81,10	3678	298,2858	9623,46	1F	0,315	3031,39
EAF 407-2023	13,60	3678	50,0208	3901,41	1F	0,315	1228,94
EAF 416-2023	20,20	3678	74,2956	1195,89	1F	0,315	376,71
EAF 423-2023	68,90	3320	228,748	745,88	1F	0,315	234,95
EAF 424-2023	1,00	5804	5,804	428,27	1F	0,315	134,91
EAF 439-2023	23,50	3678	86,433	1663,45	1F	0,315	523,99

Tabla D.1: Cálculo costo de falla y SCL.