



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Determinación de la ubicación y dimensionamiento óptimo de baterías con criterios de estabilidad de tensión

Matías Andre Coddou Barrientos

2024

Requisito parcial para obtener el título de:
Ingeniero Electricista

Profesor Guía:
Dr. Ricardo Álvarez (UTFSM)

Profesor Co-rreferente:
Rodrigo Rozas (UTFSM)

Valparaíso, 12 de Marzo de 2024.

Universidad Técnica Federico Santa María
Departamento de Ingeniería Eléctrica
Valparaíso, Chile



UNIVERSIDAD TECNICA
FEDERICO SANTA MARIA

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Determinación de la ubicación y dimensionamiento óptimo de baterías con criterios de estabilidad de tensión

Matías Andre Coddou Barrientos

2024

“La victoria ama la preparación.”
— *Gayo Valerio Cátulo*

Agradecimientos

En este pequeño texto quiero agradecer a las personas e instituciones que fueron parte de mi formación y apoyo en este trabajo.

Primero que todo, quiero agradecer a la Centro de Energía y al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María en su participación conjunta la proyecto FlexTrans la cual pudo hacer posible la realización de este trabajo.

Quiero agradecer de forma separada al Departamento de Ingeniería Eléctrica de la Universidad Técnica Federico Santa María por su formación y entrega de valores, las cuales me mostraron una visión y estándar de lo que es ser un Ingeniero Electricista y la expectativa que tiene a uno de poder cumplirlo, motivándome a querer ser un excelente profesional.

A mi Profesor, el Doctor Ricardo Álvarez, quien fue mi apoyo durante este trabajo. Gracias a su apoyo y forma metódica de trabajar me ayudo a finalizar este trabajo mostrando integridad, capacidad de manejo de presión y amor por esta profesión, siempre buscando temas para motivarnos a investigar en sus áreas investigativas.

A Andrés, Felipe, Matías y Martín. Ellos me ayudaron en diversas etapas de este trabajo y siempre estuvieron dispuestos a darme una mano en cuanto lo necesitaba.

A mis amigos, Tomás, Valentina, Ignacio, Joaquín, Rodrigo, Alejandro y Erwin, por nombrar a algunos. Les quiero agradecer por todo el apoyo que me mostraron durante este proceso en juntas, fiestas, llamadas, entre otras.

Y finalmente a mi familia. En especial a mis padres Rene y Alicia, mis ejemplos a seguir, sustento y mayor orgullo, que estoy completamente agradecido por la oportunidad que me dieron ustedes. A mis hermanas Dominique y Gabrielle, que siempre han estado presentes y siempre apoyándome. Y mi abuela Raquel, a quien amo con la vida, de la misma forma que con mis padres y mis hermanas me ha apoyado en todo momento, siempre preocupada y pendiente de todo. Espero poder devolverles a ustedes todo lo que han hecho por mi.

Índice de Contenidos

Índice de Contenidos	I
Índice de Figuras	V
Índice de Tablas	VIII
Resumen	1
1. Introducción	3
1.1. Objetivos	6
1.1.1. Objetivos Generales	6
1.1.2. Objetivos Específicos	6
1.2. Alcance	6
2. Marco Teórico	7
2.1. Estabilidad de tensión y Robustez	7
2.1.1. Relación entre robustez de un sistema eléctrico y la estabilidad de tensión	8
2.1.2. Pérdida de robustez de un sistema eléctrico de potencia	9
2.1.2.a. Un sistema eléctrico poco robusto: Texas [1] [2]	10
2.1.3. Problemas de estabilidad en elementos de red	11
2.1.3.a. Máquinas de inducción	11
2.1.3.b. Máquinas sincrónicas	12
2.1.3.c. Enlaces HVDC	13
2.2. Sistemas de almacenamiento de energía	13
2.2.1. Mitigación de problemas de estabilidad en ERCOT	13
2.2.2. BESS como alternativa de mitigación	14
2.3. Técnicas de optimización multiobjetivo	15
2.3.1. Funcionamiento de un algoritmo genético	15
2.3.1.a. Conceptos	15
2.3.1.b. Función objetivo	16
2.3.1.c. Frente de Pareto	16
2.3.1.d. Elitismo	17
2.3.1.e. Operadores genéticos	17
2.3.2. Diagrama de flujo de un algoritmo genético	18

3.	Metodología de Trabajo	19
3.1.	Formulación problema de optimización	19
3.2.	Funciones objetivo	19
3.2.1.	Medidas de riesgo	19
3.2.1.a.	<i>Conditional Value at Risk</i>	20
3.2.2.	Modelación del costo de instalación	21
3.2.2.a.	¿Por que las baterías de Litio?	21
3.2.2.b.	Modelación	21
3.3.	Algoritmo genético	22
3.3.1.	Obtención de barras candidatas	22
3.3.1.a.	Tensión de línea	23
3.3.1.b.	Tensión transitoria	23
3.3.1.c.	Filtro de potencia	23
3.3.1.d.	Sensibilidades	23
3.3.2.	Selección de descendencia	23
3.3.3.	<i>Crossover</i>	24
3.3.3.a.	Pretratamiento y postratamiento de individuos	24
3.3.3.b.	Ejecución de <i>crossover</i>	24
3.3.4.	Mutación	25
3.3.4.a.	Determinación de genes a mutar	25
3.3.4.b.	Proceso de mutación	26
3.3.5.	Aceleración de convergencia: <i>Local Search</i>	26
3.3.5.a.	Proceso de búsqueda local	27
3.3.6.	Convergencia del algoritmo	27
3.3.7.	Diagrama de flujo algoritmo genético a ejecutar	28
3.4.	Caso de estudio	29
3.4.1.	Contingencias	29
3.5.	Evaluación de la solución	29
4.	Resultados	31
4.1.	Costo de inversión	31
4.1.1.	Curva de costo	31
4.2.	Optimización	33
4.2.1.	Datos de entrada	33
4.2.2.	Caso I: Contingencia Polpaico 220 [kV]	34
4.2.2.a.	Resultado optimización y Frente de Pareto	34
4.2.2.b.	Convergencia	34
4.2.2.c.	Instalación SEN	35
4.2.3.	Caso II: Contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]	36
4.2.3.a.	Resultado optimización y Frente de Pareto	36
4.2.3.b.	Convergencia	36
4.2.3.c.	Instalación SEN	37
4.2.4.	Caso III: Contingencia falla doble Polpaico 220 [kV] y Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]	38
4.2.4.a.	Resultado optimización y Frente de Pareto	38
4.2.4.b.	Convergencia	38
4.2.4.c.	Instalación SEN	39
4.3.	Simulaciones Dinámicas	40

4.3.1.	Contingencia: Falla 3ϕ en línea Polpaico - Quillota C1 [220 kV] . . .	40
4.3.1.a.	Método directo: Todos los condensadores encendidos	40
4.3.1.b.	Método directo: Ana María e Illapa fuera de servicio	41
4.3.1.c.	Método estadístico: Todos los condensadores encendidos	42
4.3.1.d.	Método estadístico: Ana María e Illapa fuera de servicio	44
4.3.1.e.	Tabla resumen	45
4.3.2.	Contingencia: Falla 3ϕ en línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Co- lorada C1 220 [kV]	46
4.3.2.a.	Método directo: Todos los condensadores encendidos	46
4.3.2.b.	Método directo: Ana María y Chuquicamata fuera de servicio	47
4.3.2.c.	Método estadístico: Todos los condensadores encendidos	48
4.3.2.d.	Método estadístico: Ana María y Chuquicamata fuera de servicio	50
4.3.2.e.	Tabla resumen	51
4.3.3.	Contingencia: Falla 3ϕ en línea Polpaico - Nueva Pan de Azúcar 500 [kV]	52
4.3.3.a.	Método directo: Todos los condensadores encendidos	52
4.3.3.b.	Método directo: Ana María e Illapa apagados	53
4.3.3.c.	Método estadístico: Todos los condensadores encendidos	54
4.3.3.d.	Método estadístico: Ana María e Illapa apagados	56
4.3.3.e.	Tabla resumen	58
4.3.4.	Caso IV: Caso III con redistribución de pesos de las contingencias	58
4.3.4.a.	Resultados	59
4.3.4.b.	Simulaciones dinámicas: CS en servicio	61
4.3.4.c.	Simulaciones Dinámicas: CS Ana María e Illapa fuera de servicio	62
4.3.4.d.	Método estadístico: CS en servicio	63
4.3.4.e.	Jerarquía barras candidatas	64
4.3.4.f.	Método estadístico: CS Ana María e Illapa fuera de servicio	65
4.3.4.g.	Jerarquía barras candidatas	66
4.3.4.h.	Tabla resumen	66
5.	Conclusiones	67
	Apéndices	69
A.	Optimización utilizando el promedio de las tensiones transitorias como función objetivo	69
A.1.	Contingencia Polpaico 220 [kV]	69
A.1.1.	Resultados optimización	69
A.1.2.	Convergencia	70
A.2.	Contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]	70
A.2.1.	Resultados optimización	70
A.2.2.	Convergencia algoritmo	71
A.3.	Contingencia múltiple Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] y Polpaico [kV]	71
B.	Barras candidatas por contingencia	73
B.1.	Polpaico 220 [kV], 10 % $CVaR$	73
B.2.	Polpaico 220 [kV], promedio	74
B.3.	Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], 10 % $CVaR$	75

B.4. Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], promedio	76
B.5. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], 10 % <i>CVaR</i>	77
B.6. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], promedio	78
B.7. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] - pesos modificados . .	79
C. Métodos de cálculo	80
D. Definiciones de componentes de una instalación BESS	82
Bibliografía	84

Índice de Figuras

1.1.	Evolución de valores de $LCOE$ en el mediano plazo	3
1.2.	Potenciales de energías renovables PELP 2023 - 2027	4
2.1.	Sensibilidad de la tensión en una red poco robusta [3]	8
2.2.	Retrasos de recuperación de la tensión [4]	8
2.3.	Caídas y sobretensiones más abruptas en ERCOT	9
2.4.	Mapa de la red CREZ	10
2.5.	(a) Sobretensiones (b) Oscilaciones [5] en CREZ	11
2.6.	Problemas de estabilidad de corto plazo en los GA [6]	11
2.7.	Puntos de estabilidad de una curva torque v/s. deslizamiento con equi- brios post perturbación [7]	12
2.8.	Inestabilidad de tensión en los GS	12
2.9.	Soporte dinámico de tensión de enlaces HVDC	13
2.10.	Oscilaciones de tensión [8]	14
2.11.	Aporte de BESS en la mejora de la caída de tensión	14
2.12.	Representación del Frente de Pareto	16
2.13.	Elitismo [9]	17
2.14.	Crossover en un punto	17
2.15.	Diagrama de flujo de un algoritmo genético	18
3.1.	VaR y CVaR [10]	20
3.2.	Diagrama de flujo del algoritmo genético a ejecutar	28
4.1.	Costos de instalación de BESS [11]	31
4.2.	Resultado de interpolación: Tasa de costo y costo de inversión por potencia	32
4.3.	Resultado optimización y frente de pareto para la contingencia Polpaico 220 [kV]	34
4.4.	Convergencia de las soluciones del algoritmo	34
4.5.	Lugar de instalación de los módulos	35
4.6.	Resultado optimización para la contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]	36
4.7.	Convergencia de las soluciones del algoritmo	36
4.8.	Lugar de instalación de los módulos	37
4.9.	Resultado optimización para la contingencia doble Nueva Pan de Azúcar y Polpaico 220 [kV]	38
4.10.	Convergencia de las soluciones del algoritmo	38
4.11.	Instalación BESS	39
4.12.	Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Polpaico 220 [kV] sin módulos, usando el promedio como función objetivo y el $CVaR$	40
4.13.	Inyección de los módulos de los Maitenes y RAP/PMA/A	40

4.14.	Caída de tensión para las barras de Polpaico usando tanto el CVaR como la media aritmética de las tensiones transitorias como funciones objetivo .	41
4.15.	Inyección de los módulos de los Maitenes y RAP/PMA/A	41
4.16.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas sin BESS	42
4.17.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS	42
4.18.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS al tener los CS Ana María e Illapa fuera de servicio	44
4.19.	Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] sin módulos, usando el promedio como función objetivo y el <i>CVaR</i>	46
4.20.	Inyección de potencia del módulo de Punta Palmeras	46
4.21.	Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] usando como función objetivo tanto el promedio como el <i>CVaR</i>	47
4.22.	Inyección de potencia del módulo de Punta Palmeras	47
4.23.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas sin BESS	48
4.24.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS	48
4.25.	Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS al tener los CS Ana María y Chuquicamata fuera de servicio	50
4.26.	Caída de tensión de las barras Polpaico y Nueva Pan de Azúcar	52
4.27.	Inyección de potencia de los módulos instalados	52
4.28.	Caída de tensión de las barras Polpaico y Nueva Pan de Azúcar	53
4.29.	Inyección de potencia de los módulos instalados	53
4.30.	Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas sin módulos instalados	54
4.31.	Clasificación estadística en las tensiones de las barras candidatas con los módulos instalados	54
4.32.	Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas sin módulos instalados	56
4.33.	Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas	56
4.34.	Resultados y recta umbral Caso III	58
4.35.	Instalación de módulos BESS	59
4.36.	Resultado optimización	60
4.37.	Convergencia algoritmo	60
4.38.	Tensiones Polpaico y Nueva Pan de Azúcar	61
4.39.	Inyección de potencia de BESS en Los Piquenes y aStaBar de Rapel . . .	61
4.40.	Tensión Polpaico y Nueva Pan de Azúcar	62
4.41.	Inyección de potencia de BESS en Los Piquenes y aStaBar de Rapel . . .	62
4.42.	Jerarquización estadística sin módulos BESS instalados	63
4.43.	Jerarquización estadística con módulos BESS instalados	63
4.44.	Jerarquización estadística sin módulos BESS instalados	65
4.45.	Jerarquización estadística con módulos BESS instalados	65
A.1.	Resultado optimización	69
A.2.	Convergencia algoritmo	70
A.3.	Resultado optimización	70
A.4.	Convergencia algoritmo	71
A.5.	Resultado optimización	71
A.6.	Convergencia algoritmo	72

C.1.	Cálculo de valores previo al cortocircuito	80
C.2.	Cálculo de valores en falla	81
C.3.	Resultado método complete	81

Índice de Tablas

3.1.	Resumen de costos de instalación de BESS [11]	22
4.1.	Valores de preparación para la interpolación	32
4.2.	Datos de entrada para el algoritmo genético	33
4.3.	Jerarquización de barras candidatas con los CS en servicio	43
4.4.	Jerarquización de barras candidatas con los CS Santa María e Illapa fuera de servicio	44
4.5.	Tabla resumen mejora caída tensión	45
4.6.	Jerarquización de barras candidatas con los CS en servicio	49
4.7.	Jerarquización de barras candidatas con los CS Chuquicamata y Ana María fuera de servicio	50
4.8.	Tabla resumen mejora caída tensión	51
4.9.	Jerarquización de barras candidatas con los CS en servicio	55
4.10.	Jerarquización de barras candidatas con los CS fuera de servicio	57
4.11.	Tabla resumen mejora caída tensión	58
4.12.	Jerarquización de barras candidatas con los CS en servicio	64
4.13.	Jerarquización de barras candidatas con los CS fuera de servicio	66
4.14.	Tabla resumen mejora caída tensión	66
B.1.	Barras candidatas al utilizar $CVaR$ como función objetivo	73
B.2.	Barras candidatas al utilizar media aritmética como función objetivo . . .	74
B.3.	Barras candidatas al utilizar $CVaR$ como función objetivo	75
B.4.	Barras candidatas al utilizar media aritmética como función objetivo . . .	76
B.5.	Barras candidatas al utilizar $CVaR$ como función objetivo	77
B.6.	Barras candidatas al utilizar la media aritmética como función objetivo .	78
B.7.	Barras candidatas con pesos de contingencia modificados	79

Abreviaturas

<i>BESS</i>	: <i>Battery Energy Storage System.</i>
<i>CBGT</i>	: <i>Converter-Based Generation Techonology.</i>
<i>CC</i>	: <i>Coordinados</i>
<i>CEN</i>	: <i>Coordinador Eléctrico Nacional.</i>
<i>CNE</i>	: <i>Comisión Nacional de Energía.</i>
<i>CREZ</i>	: <i>Competitive Renewable Energy Zones.</i>
<i>CS</i>	: <i>Condensador Sincrónico.</i>
<i>CVaR</i>	: <i>Conditional Value at Risk.</i>
<i>DFAG</i>	: <i>Double-Fed Asynchronous Generator.</i>
<i>EMT</i>	: <i>Electromagnetic Transients.</i>
<i>ERCOT</i>	: <i>Electric Reliability Council of Texas.</i>
<i>ERNC</i>	: <i>Energías Renovables No Convencionales.</i>
<i>FACTS</i>	: <i>Flexible Alternate Current Transmission Systems.</i>
<i>FCWT</i>	: <i>Full Converter Wind Turbine.</i>
<i>FIDVR</i>	: <i>Fault-Induced Delayed Voltage Recovery.</i>
<i>GS</i>	: <i>Generador Sincrónico.</i>
<i>HVDC</i>	: <i>High Voltage Direct Current.</i>
<i>HVRT</i>	: <i>High-Voltage Ride-Through.</i>
<i>IEC</i>	: <i>International Electrotechnical Commission.</i>
<i>LCC</i>	: <i>Line Commutated Converters.</i>
<i>MI</i>	: <i>Máquina de Inducción.</i>
<i>NTSyCS</i>	: <i>Norma Técnica de Seguridad y Calidad de Servicio.</i>
<i>LCOE</i>	: <i>Levelized Cost of Energy.</i>
<i>LVRT</i>	: <i>Low-Voltage Ride-Through.</i>
<i>LSP</i>	: <i>Local Search Procedures.</i>
<i>OEL</i>	: <i>Over Excitation Limiter.</i>
<i>PET</i>	: <i>Plan de Expansión de la Transmisión</i>
<i>PELP</i>	: <i>Planificación Energética Largo Plazo.</i>
<i>SEC</i>	: <i>Subsecretaría de Energía y Combustibles</i>
<i>SEN</i>	: <i>Sistema Eléctrico Nacional.</i>
<i>SICD</i>	: <i>Slow Interaction Converter-Driven Stability.</i>
<i>STATCOM</i>	: <i>Static Synchronous Compensator.</i>
<i>STVS</i>	: <i>Short-Term Voltage Stability.</i>
<i>VaR</i>	: <i>Value at Risk</i>
<i>WPP</i>	: <i>Wind Power Plant.</i>

Resumen

La transición energética en Chile hacia un sistema sustentable, bajo en emisiones, conlleva varios desafíos. Uno de ellos es mantener la estabilidad del sistema en caso de ocurrir una contingencia, como por ejemplo un cortocircuito, debido al reemplazo de grandes unidades de generación sincrónicas. Tal reemplazo provoca que la red pierda robustez, lo que hace particularmente desafiante mantener la estabilidad en el sistema eléctrico. Una alternativa tecnológica para aumentar los niveles de robustez del sistema es a través del apoyo de sistema de almacenamiento de energía. Las baterías tienen la capacidad de inyectar potencia reactiva al sistema de forma rápida en caso de que ocurra una contingencia, esto es gracias a la naturaleza electrónica de estos elementos al convertir la corriente continua a alterna.

Usualmente, el dimensionamiento y ubicación óptima de BESS se determina en base a criterios económicos, sin considerar los beneficios que pueden aportar para la estabilidad del sistema. En este contexto, en este trabajo se desarrolló un algoritmo de optimización multiobjetivo para determinar el dimensionamiento y ubicación óptima de baterías con criterios de estabilidad, en este caso, la estabilidad de tensión. El algoritmo de optimización desarrollado se basa en algoritmos genéticos y utiliza un índice de estabilidad para estimar el aporte de los BESS durante una contingencia. El primer objetivo consiste en la minimización de los costos de inversión de las baterías, mientras que el segundo objetivo consisten en la maximización del índice de estabilidad. Dado que estos objetivos son contrapuestos, el algoritmo entrega como resultado la frontera Pareto eficiente. Cada solución que pertenece a la frontera de Pareto es dominante, en el sentido que no existe otra solución que tenga un mejor desempeño en cuanto los valores de ambas funciones objetivos de manera simultánea. El algoritmo de optimización desarrollado se implementó en un modelo del Sistema Eléctrico Nacional en DIgSILENT PowerFactory, para un caso de estudio crítico desde el punto de vista de la estabilidad, bajo distintas contingencias.

Los resultados del caso de estudio muestran que el algoritmo es capaz de encontrar la frontera de Pareto eficiente y que estas soluciones mejoran el desempeño dinámico del sistema durante contingencias.

Abstract

The Chilean energy transition towards a more sustainable power system, low in emissions, carry different challenges. One of them is to maintain the system's stability in the case of a contingency, for example a short circuit, thanks to the replacement of big synchronous generators. Such replacement produces the loss of the system's robustness or strength, which makes particulally difficult to sustain the grid's stability. A tecnologic alternative to improve the system's robustness is trough the support of energy storage systems, such as a battery. This batteries have the capacity to put reactive power into the system quickly in the escenario where a contingency happen, due to the electronic nature of this elements while convert direct current into alternate current.

Usually, the allocation and sizing of batteries is determined by economic criteria, they do not consider the benefits that can provide to the system's stability. With that context, a multiobjective optimization algorithm was developed, which solves the problem mentioned above, in this case with voltage stability constraints. The optimization algorithm was developed utilizing the structure of a genetic algorithm and works with a stability index to estimate the battery's support in a contingency. The first objective is economic, minimizing the batteries's investment cost, meanwhile the second objective is maximizing the stability index. Given that the objectives are polar opposites, the algorithm solves the optimization problem by creating the Pareto efficient frontier, where each solution that belongs in the frontier is a dominant solution, this means that it does not exist a better solution, in terms of the objetctives function's values simultaneously. The optmization algorithm was implemented in the Chilean power syetem model in DIgSILENT PowerFactory, under a critical scenario in terms of the system's stability, under various contingencies.

The results demonstrate that the algorithm in capable of find the Pareto frontier and his solutions improve de dynamic response of the power system under a contingency.

Capítulo 1

Introducción

En los últimos años la matriz energética chilena ha experimentado cambios importantes en lo que respecta composición, en particular por la incorporación masiva de energías renovables no convencionales (ERNC). Desde el año 2009, la capacidad instalada de ERNC aumentó desde los 78 [MW] hasta 12 [GW] el 2023 [12]. Tal incremento se debe en parte, a cambios en el marco regulatorio para fomentar la incorporación de ERNC y debido a que las tecnologías de generación eólica y fotovoltaica están siendo cada vez más competitivas. Esto último se reflejan en la disminución de los costos de energía nivelada o *LCOE* [13] (Fig. 1.1), que en la actualidad es menor a la de varias fuentes convencionales de generación.

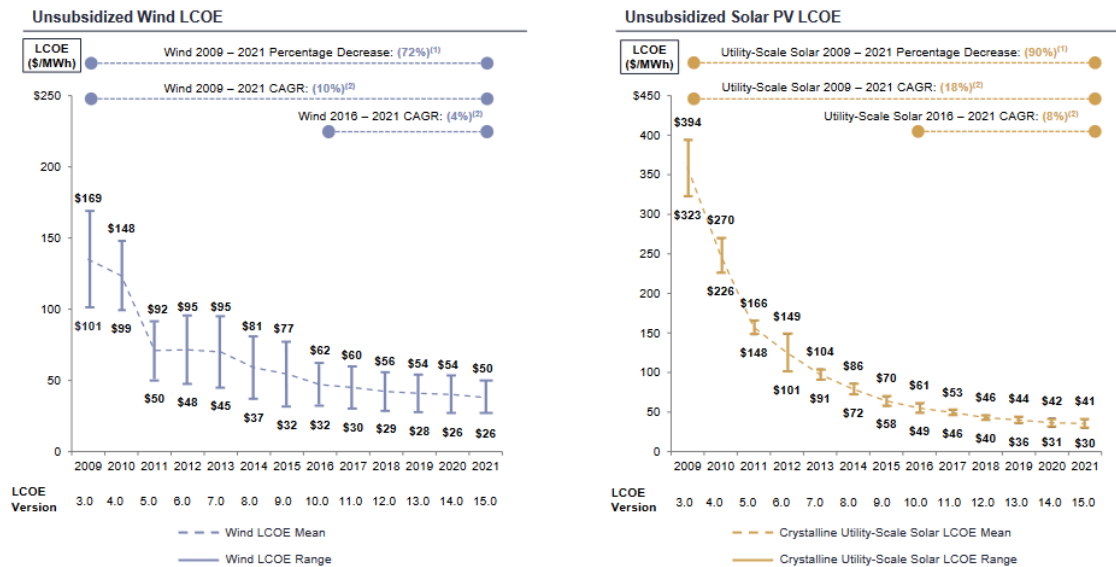


Figura 1.1. Evolución de valores de *LCOE* en el mediano plazo

En cuanto a las iniciativas gubernamentales que fomentan su incorporación. Una de estas es la Política Energética Nacional 2050, impulsada por el Ministerio de Energía, la cual tiene como objetivo que para en el año 2050 el 100 % de su generación eléctrica no tenga emisiones y que en el 2030 el 80 % de la matriz energética sea renovable [14]. Con el propósito de cumplir con estos objetivos se han elaborado programas que tienen gran

relevancia en el futuro de la matriz energética chilena, como la la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) o la mesa de descarbonización. El PELP, por una parte, proyecta el sector eléctrico tomando en consideración escenarios energéticos coherentes con el objetivo país [15]. Estos escenarios consideran el potencial para la incorporación ERNC de instalación de unidades ERNC (Fig. 1.2) y permite definir polos de desarrollo para su incorporación a gran escala. Otra iniciativa es el establecimiento de una mesa de trabajo entre el Ministerio y empresas que poseen unidades a carbón para el retiro y/o reconversión voluntaria de este tipo de unidades de generación [16]. Gracias a esta iniciativa, que a la fecha se han retirado 1,2 [GW] de potencia. De esta manera, la matriz energética chilena seguirá cambiando fuertemente en los próximos años, en donde las ERNC, en particular la fotovoltaica y eólica, jugarán un rol fundamental.

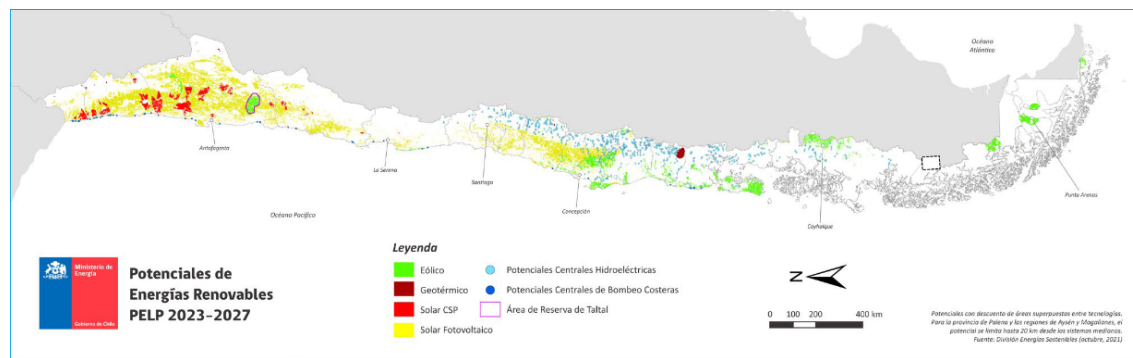


Figura 1.2. Potenciales de energías renovables PELP 2023 - 2027

En resumen, el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) está experimentando un proceso desplazamiento de unidades sincrónicas por unidades ERNC. Este desplazamiento introduce importantes desafíos para la operación del SEN, en particular para mantener la estabilidad de tensión de la red durante una contingencia. La estabilidad de tensión en un sistema eléctrico de potencia se define como su capacidad de mantener las tensiones en las barras de forma estable cuando ocurre una perturbación. Para verificar la estabilidad de tensión de un sistema, es necesario realizar simulaciones dinámicas en el dominio del tiempo. Sin embargo, estas simulaciones requieren de altos esfuerzos computacionales y humanos, por lo que usualmente se realizan para un número limitado de condiciones operacionales y no son aptas para utilizarlas en el marco de un algoritmo de optimización, por ejemplo, para determinar el dimensionamiento y ubicación óptima de elementos de red que permitan mejorar el desempeño dinámico del sistema durante contingencia y mantener, así, su estabilidad. Debido a lo anterior, es esencial cuantificar qué tan estable es la red ante una perturbación utilizando indicadores de estabilidad estacionarios, que puedan ser rápidos de calcular. Un ejemplo de estos indicadores es el nivel de corriente de corto circuito de las barras del sistema. Si una barra del sistema eléctrico posee un bajo nivel de corto circuito, se puede decir que es poco robusta, ya que la tensión es más sensible a perturbaciones, en comparación con barras de un nivel de corto circuito más alto. Considerando el desplazamiento de las unidades sincrónicas, dado que el nivel de corriente de corto circuito que aportan estas máquinas es mucho mayor (entre 6 – 9 veces su capacidad nominal) es mucho mayor que el nivel de corriente de corto circuito que aportan las unidades renovables [17] (entre 1 – 1,5 veces su capacidad nominal), el desplazamiento de unidades sincrónicas por centrales ERNC provoca una disminución del nivel de corto circuito en la red, disminuyendo, a su vez, la robustez del SEN y haciendo

más difícil mantener la estabilidad de tensión. En la práctica, si ocurre una falla en un elemento de la red como una línea o un transformador, en las cercanías de una barra con niveles bajos de corto circuito, el sistema eléctrico de potencia puede experimentar una pérdida de estabilidad de tensión, provocando que la tensión no se pueda recuperar después la acción de los elementos de protección, conduciendo a un colapso de tensión de forma rápida y progresiva.

Una alternativa tecnológica para mejorar la estabilidad de tensión es el uso de sistemas de baterías (BESS, por sus siglas en inglés [17] [18]). Los BESS pueden inyectar y absorber potencia activa y reactiva a la red de manera rápida y controlada. Diversos estudios han demostrado que estas características hacen que los BESS sean un buen complemento a la integración masiva de ERNC, ya que permiten mitigar la variabilidad en la inyección de las ERNC [19]. Sin embargo, un aspecto aún no muy explorado es que las baterías pueden también ayudar a mantener la estabilidad de tensión de los sistemas eléctricos, a través de la inyección de corrientes de corto circuito durante contingencias. Para explotar esta capacidad, es necesario contar con herramientas que permitan determinar la cantidad y ubicación óptima en la red, desde el punto de vista de la estabilidad. Actualmente la gran mayoría de los estudios para el dimensionamiento y ubicación de estos sistemas de almacenamiento se basan en criterios económicos, cuyo objetivo es la disminución de los costos totales del sistema eléctrico de potencia. Existen pocos estudios que buscan determinar el dimensionamiento y ubicación de baterías con criterios de estabilidad, teniendo en consideración de los beneficios que puede aportar para mejorar la robustez de la red.

En relación con lo anterior, el objetivo de este trabajo es desarrollar un algoritmo de optimización que permita determinar en qué barras del sistema eléctrico de potencia chileno se debieran instalar baterías, considerando criterios de estabilidad para aprovechar su máximo uso, para que de esta forma mejore la robustez del sistema. Para ello se utilizó una herramienta basada en algoritmos genéticos que determina el dimensionamiento y ubicación eficiente de baterías desde el punto de vista de estabilidad del SEN. Esta herramienta se extendió para considerar distintas fallas en el SEN y obtener, así, una solución que mejore la estabilidad de tensión del sistema. Las mejores soluciones de este problema de optimización forman una curva que denomina Frente de Pareto. Esta curva representa el límite de mejora del problema ya que la soluciones que componen este frente ya que no existen soluciones que sean mejores a las que conforman este curva. Con los resultados obtenidos, se realizará una validación dinámica para verificar la mejora en el desempeño dinámico del SEN, en comparación con el desempeño obtenido sin considerar el aporte de las baterías.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivos Generales

- Determinar el dimensionamiento y ubicación de baterías con criterios de estabilidad de tensión en el sistema eléctrico nacional

1.1.2. Objetivos Específicos

- Revisar la literatura técnica respecto al aporte de las baterías a la estabilidad de tensión de corto plazo en sistemas eléctricos de potencia
- Revisar la literatura técnica en cuanto a estrategias óptimas de dimensionamiento y ubicación óptima de baterías con criterios de estabilidad para sistemas eléctricos de potencia con alta participación de energías renovables variables
- Desarrollar el caso de estudio del Sistema Eléctrico Nacional proyectado a futuro, la cual debe representar una condición operacional crítica desde el punto de vista de la estabilidad de tensión de DIgSILENT PowerFactory
- Comparar las soluciones de la curva Pareto-eficiente para el dimensionamiento y ubicación de baterías con criterio de estabilidad, ante un conjunto de fallas críticas en el Sistema Eléctrico Nacional proyectado.
- Evaluar mediante simulaciones dinámicas en DIgSILENT PowerFactory la mejora del desempeño dinámico del sistema al contar con baterías estratégicamente ubicadas en la red, que permiten dar soporte de tensión durante contingencias

1.2. Alcance

La herramienta toma como caso de estudio un modelo del sistema eléctrico proyectado a futuro en el cual la estabilidad de tensión se mantiene mediante la operación de condensadores síncronos, las cuales conforman un total aproximado de 1 [GW]. La resolución del problema de optimización saca de operación estas máquinas para ver el impacto de los BESS cuando los condensadores están fuera de servicio. Teniendo en consideración los tiempos de cómputo, el caso utilizado se validó empleando la ocurrencia de dos fallas en el sistema eléctrico.

Capítulo 2

Marco Teórico

En este capítulo, se introduce el concepto de estabilidad de un sistema eléctrico, para revisar en detalle la estabilidad de tensión y su relación con el concepto de robustez. Además, se presentan cómo los BESS pueden ayudar a mitigar los problemas de estabilidad de tensión. Finalmente, se presenta con la teoría de algoritmos genéticos, que son la base para resolver el problema de optimización planteado.

2.1. Estabilidad de tensión y Robustez

Según *Hatziargyriou* [20], se establece que la estabilidad de un sistema eléctrico es la habilidad de este para, ante cualquier condición inicial de operación pueda retornar a un estado de equilibrio operacional después de estar sujeta a una perturbación física, en donde las variables del sistema se mantengan en rango acotados. Esta habilidad depende de la topología del sistema, los flujos por los elementos de red, el tipo y severidad de la falla y a la caída de tensión, entre otros

Cuando el sistema eléctrico no puede estabilizar sus niveles de tensión luego de despejada la falla, puede generar una pérdida de carga,, pérdida de sincronismo de los generadores sincrónicos o salidas de operación de otros elementos de red, provocando, como consecuencia, un apagón.

Una opción de la robustez de un sistema eléctrico, en cambio, es una métrica relativamente utilizada para describir la habilidad de un sistema eléctrico de potencia en mantener las características esenciales de la red en un punto de conexión en específico, de la forma más continua posible [2]. La robustez de forma general se asocia con al nivel de corriente de cortocircuito en un punto en específico de la red, ya que con ella se puede estimar la el rendimiento de la respuesta de la red ante una contingencia.

Para efectos de este trabajo, se utilizará la definición de robustez propuesta por la *AEMO* [21], la cual indica que la robustez es una característica de un sistema eléctrico que se relaciona con la magnitud de cambio de los niveles de tensión seguido de una falla o contingencia en el sistema eléctrico de potencia.

2.1.1. Relación entre robustez de un sistema eléctrico y la estabilidad de tensión

Las características que definen a una red poco robusta (Fig. 2.1, 2.2, 2.3) merece revisar los comportamientos dinámicos de elementos de red como los GS o las MI, ya que la conexión de estos elementos en redes débiles puede provocar una pérdida de estabilidad cuando el sistema está sujeta a una perturbación.

- La tensión es sensible a fluctuaciones de potencia activa y reactiva (Fig. 2.1) [22]
 $(\frac{\partial V}{\partial P} \text{ y } \frac{\partial V}{\partial Q})$

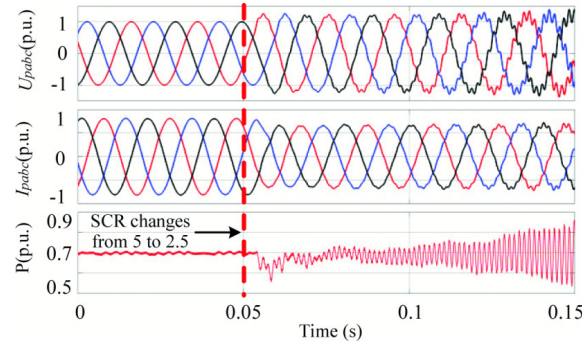


Figura 2.1. Sensibilidad de la tensión en una red poco robusta [3]

- Tiempos prolongados de recuperación del nivel de tensión (Fig. 2.2) [23]

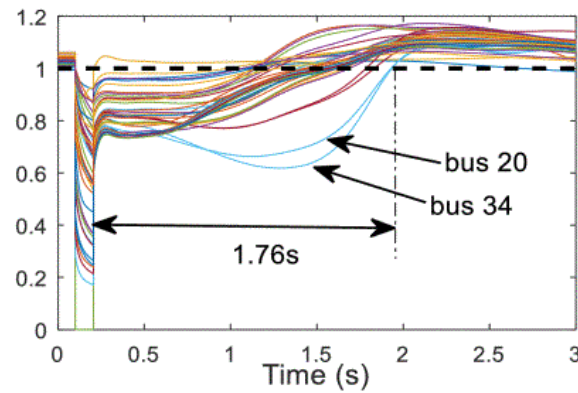


Figura 2.2. Retrasos de recuperación de la tensión [4]

- Caídas y sobretensiones son más abruptas en una contingencia (Fig. 2.3) [24]

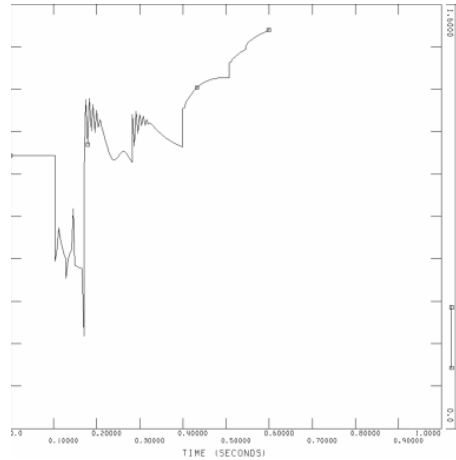


Figura 2.3. *Caídas y sobretensiones más abruptas en ERCOT*

Al continuar lo expresado en 2.1, la robustez de un sistema eléctrico puede depender de la magnitud de corriente de cortocircuito; si se considera a analizar el aporte de los generadores CBGT como las solares o algunas eólicas, esta tecnología aporta niveles de corriente de falla del orden de 1,1 a 1,5 veces su corriente nominal en una contingencia [1]. En cambio las unidades sincrónicas tienen magnitudes superiores de corriente de cortocircuito (6 a 9 veces su valor de corriente nominal). Esta diferencia da a entender que en zonas de la red dónde haya una predominancia de unidades sincrónicas tiene como consecuencia que la red sea más robusta y la presencia de CBGT el sistema eléctrico no sea tan robusto.

2.1.2. Pérdida de robustez de un sistema eléctrico de potencia

En Chile, antes de la irrupción de tecnologías de naturaleza electrónica, el factor predominante que influye en el comportamiento dinámico de un sistema eléctrico es el desempeño de los GS y sus sistemas de control. En la actualidad, sin embargo, los sistemas eléctricos de potencia experimentan un cambio substancial debido a la utilización de tecnologías con electrónica de potencia, como pueden ser los CBGT, almacenamiento, FACTS, líneas HVDC y cargas de origen electrónico. Esto provoca que los sistemas eléctricos de potencia sean más dependientes de la respuesta rápida de estos elementos electrónicos, lo que altera sus comportamientos dinámicos. Esto se suma al hecho que en el mediano plazo, en el año 2025, las unidades de generación a carbón que serán retiradas representará una capacidad perdida 1,9 de [GW].

Este proceso de transición energética provoca cambios en los sistemas eléctricos de potencia. Uno de ellos es la variabilidad de generación de energía, ya que la inyección de potencia al sistema tendrá más dependencia de las condiciones climáticas para abastecer la demanda. La transición energética provoca también cambios topológicos al sistema, ya que las centrales de generación convencionales al estar conectadas a la red de forma directa y en paralelo, la magnitud de impedancia equivalente vista desde sus terminales hasta el punto de falla en una contingencia es inversamente proporcional a la cantidad de generadores sincrónicos conectados.

El retiro de estas y la irrupción de CBGT disminuye la cantidad de reactancias en paralelo, lo que produce un aumento de impedancia desde sus terminales hasta el punto de falla en la red. Esto significa que, a medida que estas centrales de generación convencionales sean desplazadas, disminuyendo su cantidad y que los CBGT no aportan con reactancias, la impedancia equivalente del sistema aumenta, reduce de manera sistemática la magnitud de corriente de cortocircuito [22].

2.1.2.a. Un sistema eléctrico poco robusto: Texas [1] [2]

El sistema eléctrico que posee el estado de Texas la opera el *ERCOT*, un símil a lo que es el CEN en Chile. Dentro de este sistema eléctrico, existe una zona llamada *CREZ*, la cual es un área de desarrollo de energías renovables la cual tiene un proceso dedicado a la ejecución de proyectos de expansión.

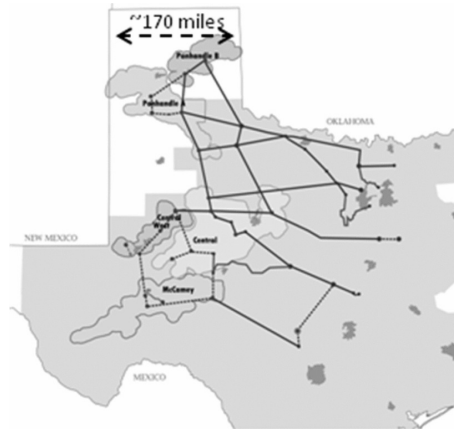


Figura 2.4. Mapa de la red CREZ

El objetivo de esta red es la inyección de potencia provenientes de centrales eólicas en el futuro, la cual se encuentra alejada de los centros de carga. Este contexto requiere que las tecnologías que se instalan en *CREZ* deben comportarse como elementos convencionales de generación, por lo que se propone la instalación de *DFAG* o *FCWT*, además de elementos como los *SVC* o *STATCOM* para brindar apoyo dinámico reactivo. Como los elementos que están presentes en *CREZ* tienen muchos componentes electrónicos, el índice de robustez *SCR* [2] es muy bajo, de forma que esta red se considera como una red débil.

Ante esta situación, *CREZ* está sujeta a dos problemas en lo que respecta a la estabilidad de tensión en este sistema, que la tensión de la red esta sujeta a fenómenos de sobretensión y oscilaciones en su POI [25]. La sobretensión (Fig. 2.5, (a)) en la red puede provocar un colapso de tensión por que las *WPP* no poseen la capacidad de restaurar la inyección de potencia previo a la contingencia. Los flujos reducidos en las líneas de transmisión tiene como consecuencia la disminución de potencia reactiva y sobretensiones por la excesiva cargabilidad del ST. En cambio, en (Fig. 2.5,(b)), las oscilaciones de tensión, pueden provocar una disminución en la calidad de la potencia a los consumidores debido a que los controladores de tensión de las *WPP* responden más rápido en redes menos robustas en comparación con su respuesta en sistemas robustos.

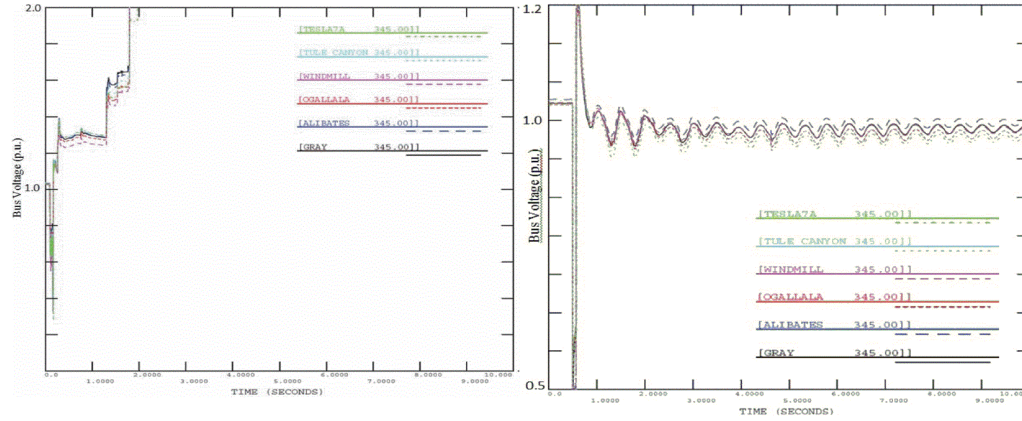


Figura 2.5. (a) Sobretensiones (b) Oscilaciones [5] en CREZ

2.1.3. Problemas de estabilidad en elementos de red

2.1.3.a. Máquinas de inducción

A partir del caso de Texas, la falta de robustez de un sistema eléctrico provoca efectos adversos en los niveles de tensión en su POI. Además, puede provocar efectos aún menos auspiciosos, como lo es la pérdida la estabilidad de tensión de corto plazo [20]. En [26], al conectar las unidades de generación eólica en un sector poco robusto de un sistema eléctrico, el instante en que se produce una contingencia, el GI de forma sucesiva pierde el equilibrio. Al perder el equilibrio, sumando a la caída de tensión (Fig. 2.6, (c)), el GI comienza a acelerar (Fig. 2.6, (b)), la cual provoca la desconexión de las máquinas. Esto se explica mediante a la desmagnetización de las MI por la respuesta oscilante entre el ángulo del flujo electromagnético y el deslizamiento en MI grandes [27].

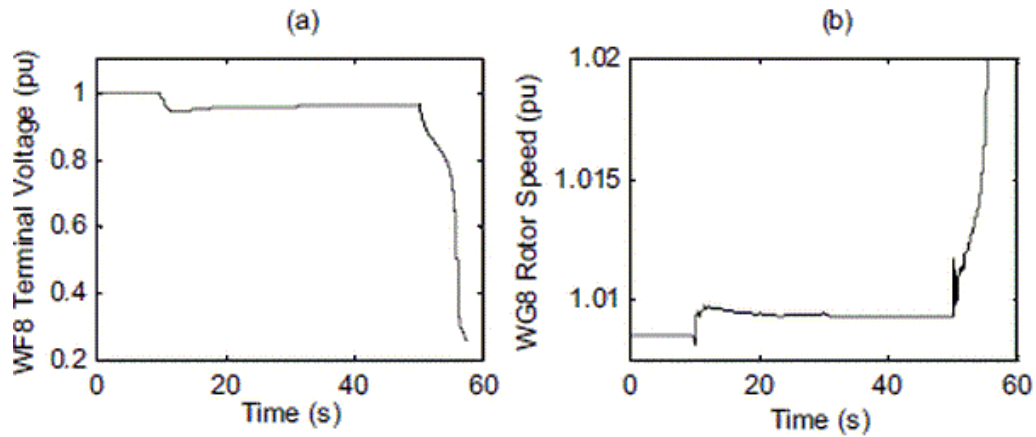


Figura 2.6. Problemas de estabilidad de corto plazo en los GA [6]

Además de los efectos adversos como máquina de generación, también puede sufrir si actúa como motor [6]. La recuperación en la operación normal del MI depende de la rapidez de actuación de las protecciones eléctricas, ya que en el instante que ocurra una perturbación en el sistema, las MI regresarán a su punto de equilibrio si despejan la falla rápidamente (Fig. 2.7, punto S). Por el contrario, en caso que la falla se mantenga en el tiempo, el motor desacelera pasado el punto inestable de equilibrio (Fig. 2.7, punto U). En esa situación el torque mecánico es mayor que el torque eléctrico y el motor no es capaz de acelerar incluso después que las protecciones actuaran para despejar la falla

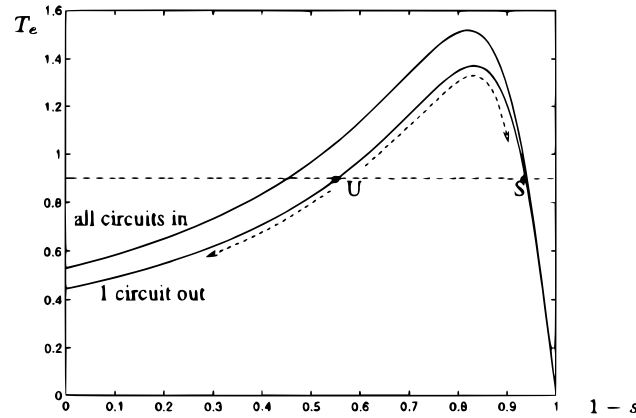


Figura 2.7. Puntos de estabilidad de una curva torque v/s . deslizamiento con equilibrios post perturbación [7]

2.1.3.b. Máquinas sincrónicas

Esta pérdida de estabilidad se puede producir tanto por el estancamiento de una MI [6] o de forma independiente [28]. En una red poco robusta, cuando el sistema eléctrico está expuesto a una contingencia, el GS no se puede aumentar la inyección de potencia reactiva debido a las limitaciones del OEL que no puede incrementar la magnitud de corriente del rotor (Fig. 2.8). Esto puede ocasionar una pérdida de sincronismo en el GS lo cual puede llevar a un *black out* del sistema.

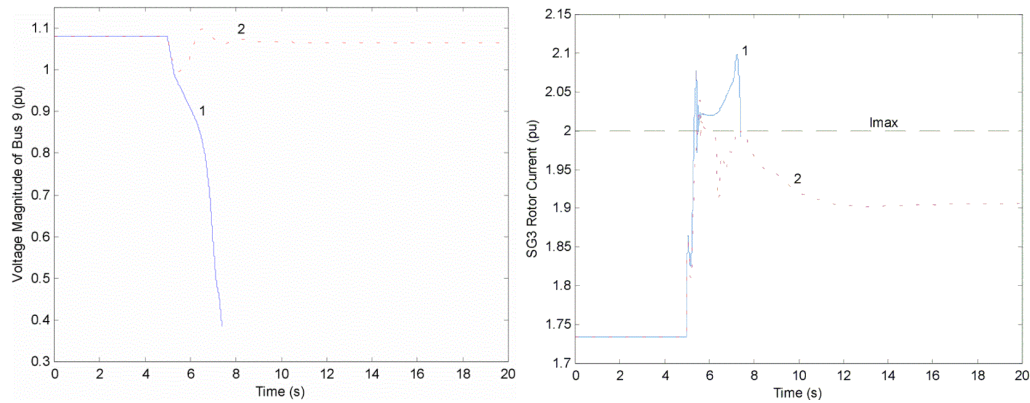


Figura 2.8. Inestabilidad de tensión en los GS

2.1.3.c. Enlaces HVDC

Los fenómenos de inestabilidad de tensión pueden ocurrir en los enlaces HVDC, específicamente los enlaces con topología LCC, tienen una baja capacidad de soporte dinámico de tensión (Fig. 2.9) [29].

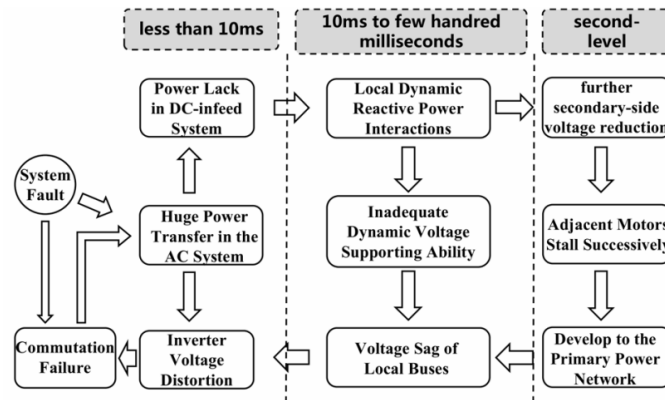


Figura 2.9. Soporte dinámico de tensión de enlaces HVDC

La condición para que ocurra la inestabilidad de tensión afecte los enlaces es cuando esta red esta conectada con sistemas AC débiles [20], provocando que la falla pueden ocurrir en las estaciones rectificadoras o inversoras, por la desfavorable característica reactiva de los convertidores, los fenómenos dinámicos tienen una duración de de 1 [s] o menos. La inestabilidad de tensión puede estar también asociado con los controladores de los cambiadores de *taps* del convertidor, pero es un fenómeno más lento.

2.2. Sistemas de almacenamiento de energía

2.2.1. Mitigación de problemas de estabilidad en ERCOT

A partir del estudio efectuado en CREZ [1], se destacaron sus siguientes características

- Red poco robusta, muchas unidades CBGT con una capacidad limitada de corriente de cortocircuito
- Dificultad de control de tensión. Como CREZ es una red poco robusta, la tensión es sensible a las variaciones de potencia reactiva, significando que a medida que se requiera una mayor cantidad de reactivos en el sistema va a ocasionar grandes cambios en el nivel de tensión (Fig. 2.10)
- Las respuestas dinámicas son dominadas por la electrónica de potencia, debido a la ausencia de GS

Con las características descritas, se proponen mitigar los problemas de estabilidad de tensión de CREZ mediante dos métodos distintos, basados en estas descripciones. Uno es el ajuste de los controladores de las WPP (HVRT) y los SVC, que pueden realizar el soporte de tensión con sus respectivas limitaciones, como la rapidez del controlador para evitar oscilaciones inestables; teniendo cuidado también en este control puede provocar una recuperación de tensión más lenta.

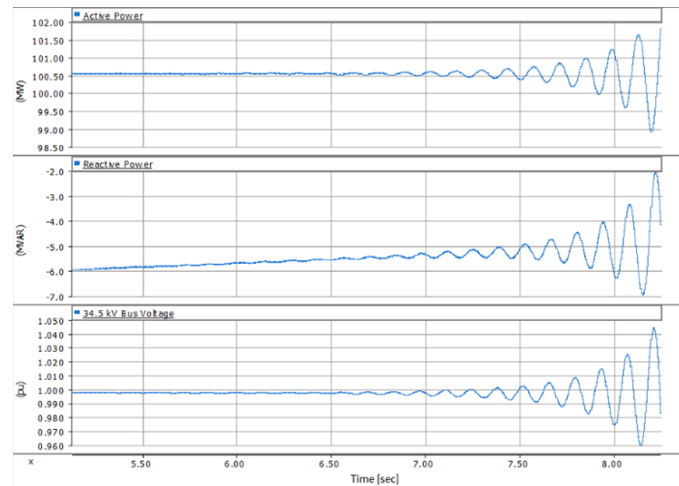


Figura 2.10. Oscilaciones de tensión [8]

2.2.2. BESS como alternativa de mitigación

Si bien elementos como los SVC o condensadores sincrónicos ayudan a amortiguar de gran manera las oscilaciones de tensión, la solución no es la mejor dado la gran inversión que las empresas de transmisión tienen que realizar, de manera que la tecnología que se quiere utilizar debe poseer además la capacidad de realizar un soporte de tensión dinámica.

Los BESS se emplean por lo general para usos acordes con la naturaleza de esta tecnología, estas pueden ser como el arbitraje o *peak shaving*, controlar la congestión de líneas de transmisión y su capacidad de regular la frecuencia del sistema. Ahora, dada su rapidez de inyección de potencia cuando se el sistema esta sujeta a una contingencia y la rápida inyección de esta, los BESS se pueden emplear para realizar soporte dinámico rápido a los sistemas eléctricos [18] o ayudar en problemas de estabilidad más clásicos [30].

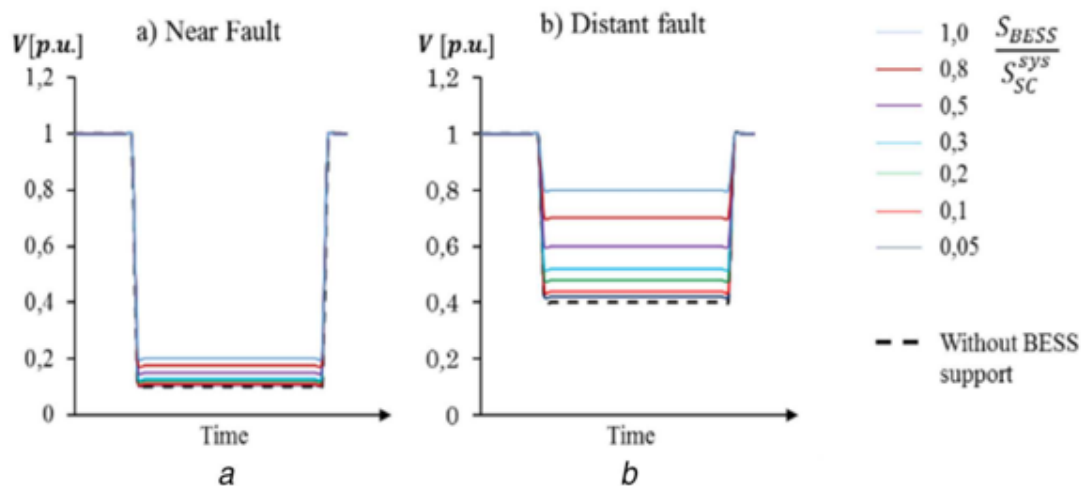


Figura 2.11. Aporte de BESS en la mejora de la caída de tensión

En (Fig. 2.11), es relevante destacar el aporte a los BESS en función de la cercanía de la contingencia. Si se instalan módulos en cercanías a la barra en donde ocurrió la perturbación, la tensión transitoria en barras colindantes será muy baja y a pesar de la potencia de módulos instalada, la magnitud de la tensión aumenta de forma marginal. Caso contrario es cuando se instalan BESS alejadas de la barra expuesta a la contingencia, que ya al instalar potencias bajas en BESS, las barras donde se instalan ellas no tienen una caída de tensión abrupta y el soporte dinámico de los módulos ayuda a subir esta magnitud.

2.3. Técnicas de optimización multiobjetivo

Con la noción acerca de la mejora de la caída de tensión de los BESS (Fig. 2.11), para que ellas puedan entregar un valor agregado, es necesario plantear las siguientes preguntas:

- Cual es el mejor posicionamiento de los módulos para tener la mejor disminución de la caída de tensión
- Cual es el menor nivel de inversión necesario para lograrlo

Estas preguntas son resueltas mediante la resolución de un problema de optimización. La resolución un problema de optimización requiere en primer lugar una ecuación o expresión la cual se quiera maximizar o minimizar, además de incluir las restricciones las cuales ayuda al problema acotar los posibles resultados, sean óptimos o no.

Particularmente en este caso, tener la expresión que permita establecer la variable a optimizar es muy complejo al tomar en consideración el sistema se quiere resolver. La resolución computacional de un sistema eléctrico requiere de un gran esfuerzo computacional, ya que las ecuaciones que se necesitan para resolver problemas como los flujos de potencia se emplean ecuaciones no lineales. Los tiempos de computación también aumentan a medida de que los sistemas eléctricos sean más grandes, los sistemas eléctricos reales como el chileno al ser sistemas de gran tamaño añaden más tiempo de computación para obtener resultados. Esto se hace más evidente al resolver fenómenos dinámicos, ya que las ecuaciones diferenciales y su forma iterativa de resolución llega a ralentizar más la resolución, como lo es mejorar la estabilidad de tensión de las barras en la red. Para resolver de la forma más rápida este problema se emplearán los algoritmos genéticos.

Los algoritmos genéticos son métodos adaptativos los cuales pueden usarse para resolver problemas de optimización. Estos algoritmos como dice su nombre se basan en los procesos genéticos de organismos biológicos, debido a que se trabaja bajo la máxima *la supervivencia de los más fuertes*. Al imitar este proceso el algoritmo genético ayuda a evolucionar/mejorar la solución de problemas reales.

2.3.1. Funcionamiento de un algoritmo genético

2.3.1.a. Conceptos

Gen Es la parte más pequeña o básica de la solución o individuo. Este gen puede contener información binaria como entera.

Individuo O cromosomas. Es el conjunto de genes que representa la solución de un problema. A medida que los problemas de optimización se hacen más complejos los individuos los cromosomas adoptan formas de vectores de entrada para evaluar la solución.

Generación O población. Es el conjunto de individuos que se crearon ya sea de forma aleatoria o por operadores genéticos.

2.3.1.b. Función objetivo

En cualquier método metaheurístico, la convergencia de los algoritmos genéticos depende mucho de que tan buena la función objetivo es o la que se aproxime mejor a un expresión que represente de mejor manera la variable que se quiere optimizar.

Esta función objetivo se utiliza de manera distinta que en los problemas de optimización clásicos, como es obtener las derivadas y en función de lo que se busca maximizar o minimizar un valor. Aquí en los algoritmos genéticos utiliza la función objetivo de otra forma, ya que los posibles individuos o cromosomas se evalúan en la función objetivo, por lo que el propósito de la función objetivo es determinar que tan buena son las soluciones de una población.

2.3.1.c. Frente de Pareto

Para una optimización multiobjetivo, a diferencia que el empleo de este algoritmo con solo una variable a optimizar, entrega diversos valores que representan los mejores resultados según la evaluación del *fitness*, y que no puede ser mejorada (una solución *Pareto eficiente*). Dado esto, el conjunto de soluciones *Pareto eficientes* se denomina *Frente de Pareto*, el cual es el objetivo final de una optimización multiobjetivo, particularmente de este trabajo. Visualmente se representa como un límite o *edge* al graficar todas las soluciones (Fig. 2.12).

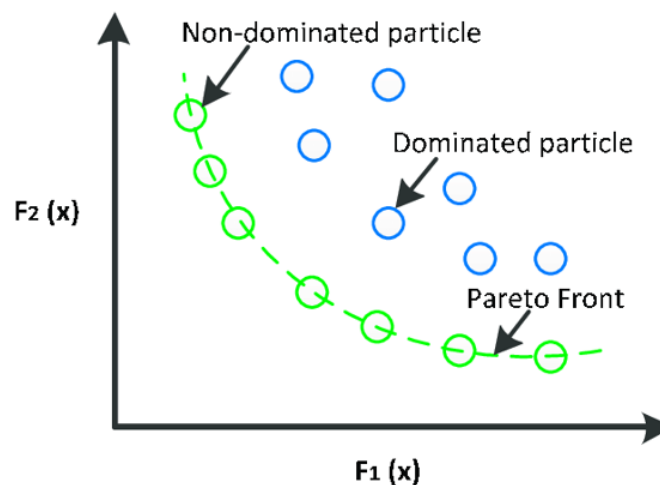


Figura 2.12. Representación del Frente de Pareto

Tener el *Frene de Pareto* como referencia de las mejores soluciones permite al diseñador usar *trade-offs* para discriminar entre las soluciones más óptimas, ya que se puede priorizar la variable más determinante en la elección de una solución.

2.3.1.d. Elitismo

El elitismo dada su etimología es la tendencia u orientación de que obtener los mejores elementos posibles. En el caso de los algoritmos genéticos, tal definición etimológica no se aleja mucho de los objetivos de este método, ya que esta busca crear en base a una población los individuos que entreguen la mejor solución al problema de optimización. El elitismo puede seguir dos corrientes:

- Inclusión directa de los mejores individuos de una generación a la siguiente
- Emplear el mejor individuo de una generación una cantidad arbitraria junto a otras no tan buenas soluciones para crear la siguiente generación

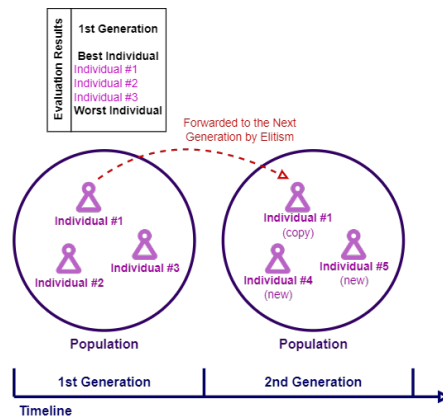


Figura 2.13. *Elitismo* [9]

2.3.1.e. Operadores genéticos

crossover O recombinación. Este operador se utiliza para generar descendencia mediante la combinación de información genética de dos o más padres, un buen *crossover* se traduce en la creación de mejores individuos, lo que genera un círculo virtuoso en la obtención de mejores soluciones al problema.

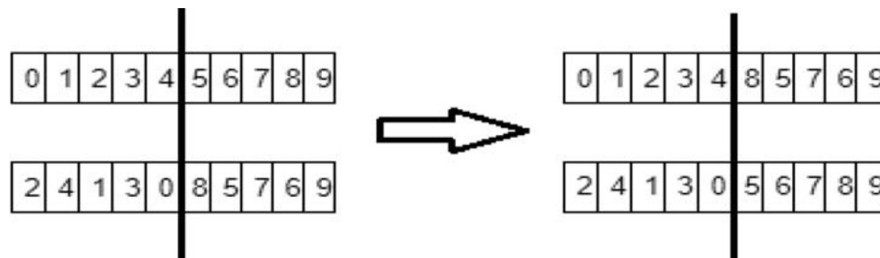


Figura 2.14. *Crossover en un punto*

Mutación Es un operador que mantiene la diversidad genética de los individuos, ya que toma un sujeto existente y crea un nuevo mediante pequeñas modificaciones al original. El propósito de este operador es mantener la diversidad en la población de soluciones, para buscar nuevos espacios de búsqueda y evitar que un máximo local se convierta en la *mejor* solución. Por lo general este operador funciona en base a la probabilidad que un gen arbitrario del cromosoma varíe desde su estado original.

2.3.2. Diagrama de flujo de un algoritmo genético

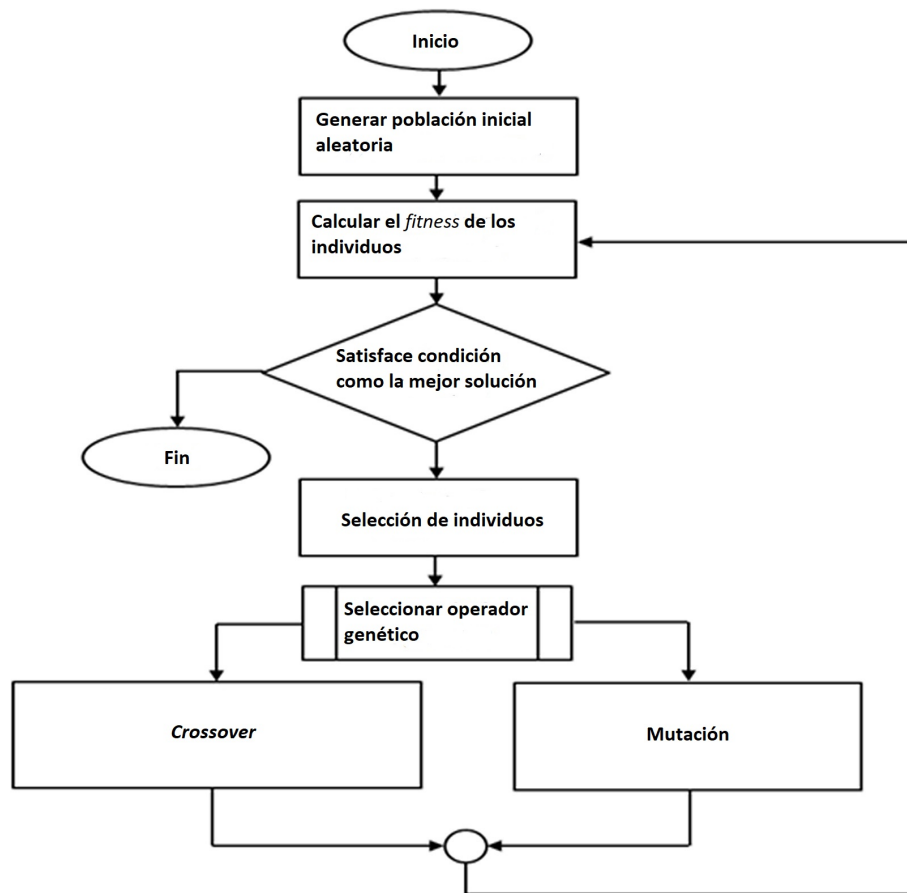


Figura 2.15. Diagrama de flujo de un algoritmo genético

Capítulo 3

Metodología de Trabajo

En este capítulo se detallara las varias aristas en las cuales se desarrollará el problema de optimización, como lo es el caso de estudio del SEN en dónde va a ser expuesto a ciertas contingencias, como se arman los datos de entrada del algoritmo genético, y el análisis con la posterior evaluación de los resultados obtenidos.

3.1. Formulación problema de optimización

Debido a que se busca determinar dónde instalar los BESS para mitigar de la manera más óptima los problemas de un sistema eléctrico ante la pérdida de robustez en la red, es necesario realizar una optimización. Con el conocimiento de resolver un problema de optimización, es necesario saber que valor o parámetro del sistema hay que optimizar (3.1), (3.2), por lo que es necesario encontrar las funciones que permitan la formulación el problema y eventualmente proponer el método de resolución del problema

$$\min\{F[x_g]\} = [f_i(x_g), \dots, f_n(x_g)] \quad (3.1)$$

$$\text{s.a } h[x_g] = 0 \quad (3.2)$$

3.2. Funciones objetivo

Con el objetivo de mitigar los problemas que tienen los sistemas eléctricos al tener poca robustez, es necesario encontrar la forma cuantitativa en que se determinará como se solucionan los problemas de la red cuando tiene esta condición. Como lo remarca el título de este trabajo, tomaremos en consideración la tensión del sistema cuando el sistema eléctrica sufre una contingencia.

3.2.1. Medidas de riesgo

Con los problemas de estabilidad que el SEN se expone al perder robustez, se busca contrastar la instalación de módulos BESS con distintos niveles de inversión para obtener la menor caída de tensión posible, esto es gracias a que los BESS mediante la inyección de potencia reactiva disminuye la caída de tensión transitoria en una barra.

De esta forma se busca que mediante la instalación de BESS ver la disminución del nivel de riesgo que el sistema sufra una caída de tensión que puede provocar problemas de estabilidad. Para aquello, se propone utilizar el índice de riesgo CVaR con el objetivo de establecer un límite numérico a este riesgo.

3.2.1.a. *Conditional Value at Risk*

Por como se mencionó anteriormente, es un indicador de riesgo que se utiliza en estudios y análisis económicos para así obtener un horizonte de certeza de riesgo bajo un intervalo de confianza. Este indicador en economía bajo la siguiente máxima:

«La probabilidad de que ocurra ganancia peor que el VaR es del α %. En cambio, la ocurrencia de que la ganancia sea mayor que el VaR es del $(1 - \alpha)$ %»

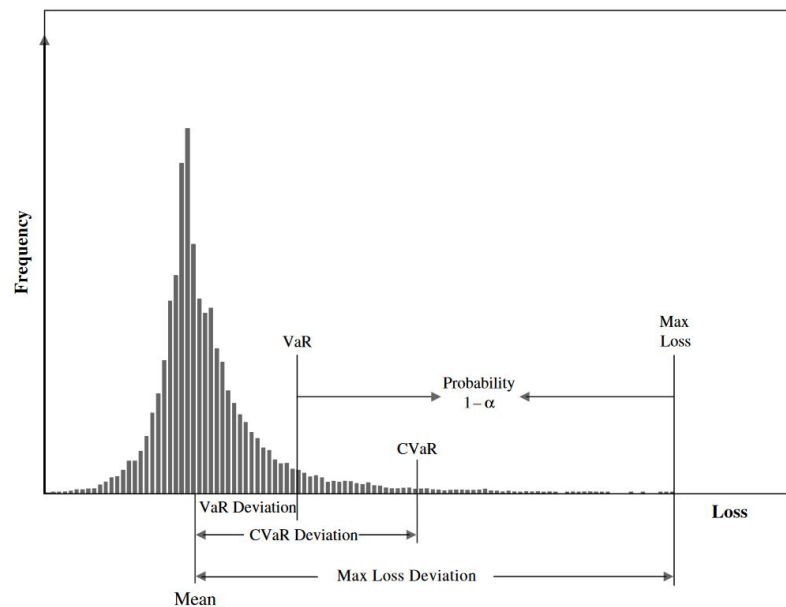


Figura 3.1. *VaR y CVaR [10]*

Ahora, este índice de riesgo es más utilizado que el VaR, a pesar que el CVaR se arma con la definición del último, para que las pérdidas potenciales de forma que superen un límite establecido. Los analistas usan el CVaR para obtener una pérdida promedio especulada, al contrario de usar casos donde se considera la peor situación.

Obtención del CVaR

Este indicador se obtiene mediante la extracción de la tensión transitoria en los nodos del sistema que se instalen BESS de forma tentativa, o que ya se hayan instalado módulos de esta tecnología. Con las tensiones obtenidas, se establece el límite inferior del intervalo de confianza α , tomando en consideración las tensiones que comparativamente son peor que el α % de las caídas de tensión.

Con el nuevo *vector*, se procede a calcular la media de este rango de valores, el cual corresponde al $\alpha CVaR$ o el CVaR del $\alpha\%$ (3.3).

$$fitness(x_g) \equiv \alpha CVaR[x_g] = \sum_{j=1}^{N_c} \lambda_j \cdot \left[\frac{1}{N_\alpha} \sum_{i=1}^{N_\alpha} (U_{ij}^g)_\alpha \right] \quad (3.3)$$

- N_α : Número de barras candidatas las cuales su tensión transitoria es menor al intervalo de confianza α
- $(U_{ij}^g)_\alpha$: Tensión transitoria del nodo i durante la contingencia j con asignación de baterías en el conjunto de barras candidatas x_g , las cuales son menores al $\alpha\%$
- λ_j : Factor de peso de la contingencia j
- x_g : Conjunto g de nodos tentativos de conexión de BESS
- N_c : Número de contingencias

3.2.2. Modelación del costo de instalación

3.2.2.a. ¿Por que las baterías de Litio?

El bajo costo de las baterías de este material versus otras tecnologías (VRB) es posible gracias a la combinación de componentes que tienen un bajo costo, una alta densidad energética, además de bajos costos de fabricación y de economías de escala. Gracias al desarrollo de la electromovilidad, fabricantes de estos autos y otras entidades de investigación permiten la investigación ya la disminución de costos de esta tecnología.

3.2.2.b. Modelación

Como las baterías son elementos de red que conformarán una parte relevante en el SEN, estas tienen que cumplir con todos los estándares e instalaciones pertinentes para su buen funcionamiento, por lo que es necesario establecer los costos para obtener cumplir ese propósito. El añadir el costo de instalación de los BESS ayuda al problema de optimización obtener soluciones más aterrizadas. Para lograr esto, se requiere obtener el valor de instalar un sistema BESS según la potencia requerida, por ende hay que interpolar los valores que la tabla 3.1 detalla.

Con el modelo que expresa es costo de un sistema BESS en función de su potencia (ver 4.1), el costo de inversión de cada barra se obtiene mediante la multiplicación entre la potencia que requiere una barra candidata y la tasa precio/potencia que se obtiene al interpolar los puntos de la tabla. Este proceso continua por todas las barras candidatas que tenga el individuo hasta obtener el costo de inversión de este (3.4) y se detiene cuando la suma de las potencias del individuo sea menor o igual al nivel de potencia tentativo que

Tabla 3.1
RESUMEN DE COSTOS DE INSTALACIÓN DE BESS [11]

Categoría	Tecnología	Medida	Lithium Ion		
	Ítem		1 [MW]	10 [MW]	100 [MW]
Sistema de Almacenamiento	Bloque de Almacenamiento	[\$/kWh]	182	174	165
	Balance del Sistema de Almacenamiento	[\$/kWh]	42	40	38
Almacenamiento de Energía	Equipos de Potencia	[\$/kW]	85	73	63
	Controles y Comunicaciones	[\$/kW]	40	8	2
	Integración de Sistemas	[\$/kWh]	50	47	44
Costos de Instalación de BESS	Ingeniería, Evaluación y Construcción	[\$/kW]	61	56	53
	Desarrollo del Proyecto	[\$/kWh]	73	67	63
	Integración en la Red	[\$/kW]	31	25	20
Costo Total		[\$/kW]	1.793	1.643	1.541
		[\$/kWh]	448	411	385

se quiere instalar en el SEN (3.5).

$$C_{BESS}[x_g] = \sum_{j=1}^{J \in x_g} \left(\frac{\partial IC}{\partial P} \right)_j \cdot P_j \quad (3.4)$$

$$\sum_{j=1}^{J \in x_g} P_k \leq P_{max} \quad (3.5)$$

Evaluando los individuos que pertenecen a una generación, uno puede cuadrar el costo de inversión con la mejora en el sistema que uno quiere evaluar. De esta forma se puede armar el frente de Pareto.

3.3. Algoritmo genético

3.3.1. Obtención de barras candidatas

Este es el primer paso de la reducción de las longitudes de los individuos, ya que uno selecciona parámetros los cuales filtra barras que no cumplen con tales requisitos, de esta forma se acota la cantidad de barras que participen en la resolución del algoritmo.

3.3.1.a. Tensión de línea

Este filtro de barras del SI restringe el nivel de tensión en la barras de instalación de los módulos. Lo ideal es que el nivel de tensión de las barras candidatas sea utilizado de manera transversal en la red para no caer en el error de dejar parte del sistema eléctrico sin consideración.

3.3.1.b. Tensión transitoria

Este filtro entrega las barras candidatas. Este filtro cumple una función distinta al primero, ya que el valor ingresado (puede ser mínimo y máximo) entrega un subconjunto de las barras que han sido filtradas por la tensión nominal que estén contenidos en estos valores.

3.3.1.c. Filtro de potencia

En base a las barras candidatas previamente filtradas tanto por su tensión nominal y transitoria, se obtienen las potencias de cortocircuito. Este filtro pondera la potencia de cada barra por la sumatoria total y posteriormente se calcula el recíproco de estas, así las barras con la menor potencia de cortocircuito son las que tienen una mayor ponderación. Esto es para tener valores más fáciles con este tratamiento y obtener un orden de cuales de las barras a analizar posean una menor potencia de corto circuito.

3.3.1.d. Sensibilidades

En cada barra candidata del sistema se mide el *fitness* o la mejora de la tensión transitoria a medida se instalan módulos BESS. Pasado este proceso, se esclarece en que nodos de la red mejora la caída de tensión, eso es para saber en qué barras candidatas es más beneficioso para el sistema instalar más baterías.

3.3.2. Selección de descendencia

La selección de los padres es la forma en que las soluciones mejoran a medida que pasan las generaciones o iteraciones. Por ello el *fitness* coopera en saber que solución es mejor que otra. Ahora bien, al estar resolviendo un problema de optimización multiobjetivos, es necesario tomar en consideración todas las funciones que uno esta optimizando, de esta forma la selección de parentesco seleccionara mejores individuos de acuerdo a lo que uno desea optimizar. En este caso, se busca mejorar una variable del sistema eléctrico y el menor costo de instalación, por lo que uno busca es maximizar 3.1 y minimizar 3.2.

Para lograr aquello, se requiere *normalizar* las soluciones que cada individuo entrega. De esta forma se propone la siguiente expresión:

$$\left[\alpha_x \right] = \left[1 - \frac{fitness_{max} - fitness_x}{fitness_{max} - fitness_{min}} \cdot \frac{IC_x - IC_{min}}{IC_{max} - IC_{min}} \right] \quad (3.6)$$

Que es la relativización de la solución del individuo al ponderar el *fitness* y su costo de inversión al compararlo con el máximo del primero y la menor del último. Con la relativización de la solución, uno puede obtener la probabilidad de esta al ponderarla con la sumatoria de los α_x de la población (3.7):

$$\left[P(\alpha_x) \right] = \left[\frac{\alpha_x}{\sum_{x=1}^X \alpha_x} \right] \quad (3.7)$$

Con todas las probabilidades de los individuos calculados, se procede a elegir el padre y la madre con la estrategia de elección de *Roulette Wheel* [31], la cual realiza un barrido de todas las soluciones dentro de una población, en donde se otorga una porción o probabilidad en una ruleta a los individuos según el valor de su *fitness*, es decir, mientras mejor sea el *fitness* del individuo, se le otorgará una probabilidad mayor de ser seleccionado, y viceversa.

3.3.3. Crossover

3.3.3.a. Pretratamiento y postratamiento de individuos

Si bien el *crossover* es un operador genético que cruza partes de dos individuos, el problema que se quiere resolver esta sujeta a la potencia que se quiere instalar al sistema. De esta forma es necesario tratar al individuo para que se realice el proceso de *crossover* la restricción no sea respetada.

Con lo dicho anteriormente, el pretratamiento es que por cada uno de los individuos elegidos como padres se explora cada gen o barra candidata para ver cuantos módulos BESS existen en este nodo. Con la cantidad de BESS en conocimiento se crea una matriz que indica el lugar de la barra candidata que se instalará el módulo BESS y esta se repetirá en función de la potencia instalada en dicha barra.

$$B_{st} = [2, 5, 3] \rightarrow B_{ct} = [1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3] \quad (3.8)$$

Por consiguiente, el postratamiento se realiza al después de que se haya ejecutado el *crossover* entre dos individuos, ya que este *crossover* se utiliza este formato. este proceso toma el nuevo individuo compactando los elementos de la matriz para que en la barra candidata haya tantos módulos como veces se repita el lugar de la barra candidata.

$$B_{nuevo} = [1, 1, 2, 2, 2, 2, 2, 3, 3] \rightarrow B_{pt} = [2, 5, 3] \quad (3.9)$$

3.3.3.b. Ejecución de *crossover*

La creación de nuevos individuos es la parte más importante de un algoritmo genético, por lo que la labor que realiza este operador es fundamental. Primero que todo se realiza un *crossover* de un solo punto (Fig. 2.14), por lo que el primer paso es establecer en que punto del gen de un individuo se procederá a realizar el corte. Con la posición de separación p_0 , se crean partes distintivas dentro del gen de un individuo.

$$I_1 = [1, 1, 1, 2, 3|3, 3, 3, 5] \rightarrow I_{1,h} = [1, 1, 1, 2, 3] \quad (3.10)$$

$$I_2 = [2, 2, 5, 5, 6|8, 8, 9, 10, 10, 10] \rightarrow I_{2,t} = [8, 8, 9, 10, 10, 10] \quad (3.11)$$

$$I_{1c,2t} = [1, 1, 1, 2, 3, 8, 8, 9, 10, 10, 10] \quad (3.12)$$

De esta forma, elegido el punto de forma aleatoria, el padre se someterá primero a esta separación, usando la parte de su gen denominada *head*, que es una división del cromosoma desde el principio hasta el punto de partición p_0 (3.10). En cuanto a la madre, también sufrirá una partición, pero a diferencia del padre se extraerá la parte del gen denominada *tail*, que a diferencia del padre se usa la parte del cromosoma que empieza después del punto p_0 hasta el final del individuo (3.11). Con las partes ya creadas se concatenan para crear a un nuevo individuo o hijo (3.12). Este método de *crossover* es de mucha ayuda por que permite crear individuos con más variedad ya que en el punto de partición tiene la posibilidad de dividir un gen desde 2 [MW] de BESS que ayuda a diversificar la población. Después el individuo nueva pasa por el postproceso para tener el nuevo individuo en un formato que ayude a resolver el problema de optimización.

3.3.4. Mutación

El proceso de mutación, específicamente en este trabajo, no es un operador que se tenga la intención de ser aplicable en todos los individuos de una población. Como su objetivo es crear diversidad en la población, el proceso de mutación sera usado bajo dos instancias:

- La probabilidad de mutación inicial del individuo sea alta, permitiendo al operador mutar al sujeto
- La solución saliente del *crossover* es una solución existente y es necesario usar el operador las veces pertinentes para crear una solución nueva.

3.3.4.a. Determinación de genes a mutar

De manera general, en los procesos de mutación se elige un gen el cual será sujeto a cambios para generar diversidad en la población de soluciones. Pero a diferencia de la tendencia, se consideran todos los genes como candidatos para ser genes mutables. El desafío radica en la forma de elección de estos genes y como un gen será más susceptible a una mutación, ya que también se busca que la mutación ayude a encontrar la mejor solución.

Por lo que optó es usar el inverso de la potencia de cortocircuito de las barras candidatas, como se indicó en la subsubsección 3.3.1.c. Cada barra candidata tiene su *debilidad*, tomando este antónimo para referirse a una barra no robusta. Con los valores de debilidad de las barras candidatas, dependiendo del suboperador (ver 3.3.4.b) se ponderan con el total para ver que barra candidata es más probable que el operador de mutación actúe sobre ella.

3.3.4.b. Proceso de mutación

Sumar un módulo En esta suboperación toma todas las barras candidatas y se pondera su debilidad para obtener la probabilidad de que esta barra sea seleccionada para mutar. Al seleccionar la barra a mutar, se le agrega un módulo BESS.

Restar un módulo En esta suboperación primero discrimina entre las barras candidatas que tienen módulos BESS y las que no. Al saber las barras que tienen BESS, se pondera la debilidad que tienen estos nodos para saber la probabilidad de que la barra sea seleccionada para ser mutada. Al elegir la barra a mutar, se le quita un módulo BESS.

Redistribuir un módulo Como en la suboperación de restar un módulo, en el sujeto se discrimina entre las barras candidatas que tienen módulos BESS y las que no. Con las barras identificadas, se procede a seleccionar dentro de las barras candidatas con módulos en base a la probabilidad creada con la ponderación de sus debilidades. De aquí se 'extrae' un módulo de un gen o barra candidata, esperando a ser instalado en otra, sacando este gen de la posible selección de la barra candidata en dónde se instalará el BESS extraído. Ahora, con todas las barras candidatas, excepto el gen en dónde se extrajo el módulo, se selecciona el nodo en donde se instalará la batería extraída usando las debilidades de las barras como probabilidad de selección.

3.3.5. Aceleración de convergencia: *Local Search*

Los procedimientos de búsqueda local o LSP, son métodos de optimización que mantienen una solución denominada 'solución actual' y exploran los espacios de solución en pasos arbitrarios dentro de una vecindad [32]. La idea es que en base a la denominada 'solución actual' el LSP encuentre un mejor individuo en el espacio colindante, la cual se puede repetir hasta que una condición a proponer sea satisfecha. Tal procedimiento apoya el algoritmo genético ya que este no tiene la capacidad de obtener de forma efectiva la mejor solución de un problema.

Por cómo se explicó en 3.3.1.d, la cual explica el proceso de obtención de las sensibilidades de las barras candidatas, se comprueba la existencia de barras del sistema eléctrico son más sensibles a la instalación de BESS, esto es una característica muy favorable para poder ejecutar el local search para poder encontrar mejores soluciones.

Criterio del local search El criterio tiene que responder la pregunta:

«¿Que tanto quiero que el desempeño de una solución disminuya al retirar módulos de baterías cuando se produce la búsqueda local?»

Con el objetivo de responder esta pregunta se crea el parámetro llamado **factor de empeoramiento**, que referencia el valor máximo al que el *fitness* debe disminuir al quitar un módulo BESS de un individuo. La creación de este parámetro es para que en el proceso de exploración de nuevas soluciones mediante el retiro de módulo de la solución actual el *fitness* no supere un rango o **umbral de empeoramiento**. El proceso, establecido en [33], se detalla a continuación.

3.3.5.a. Proceso de búsqueda local

Proceso de retiro de módulos

Este proceso toma las barras candidatas del sistema que tengan módulos BESS instalados, de las cuales se elige la barra más débil (Ver 3.3.1.c) para calcular tanto el *fitness* como su variación porcentual.

Siguiendo, se verifica si el individuo tiene más barras con módulos BESS, en el caso positivo se repite el proceso hasta que el individuo se quede sin barras que contenga baterías extraídas. Con estas barras se busca cual fue el nodo dónde se experimento la menor variación de *fitness*, comparándose con el factor de empeoramiento.

Si la variación del *fitness* es menor que el factor de empeoramiento, esta dentro del umbral de empeoramiento, por lo que el retiro del módulo BESS en el la barra candidata del individuo pasa por el criterio establecido por el umbral y se actualiza la solución actual con una nueva, pero con un módulo BESS menos.

El término de este proceso debe cumplir dos condiciones, una es que la variación del *fitness* supere el factor de empeoramiento, la cual la solución quede bajo el umbral. Mientras que la segunda condición es que se hayan retirado dos módulos de baterías, gracias a un contador de BESS retiradas que registra la cantidad de unidades que se extraen del individuo.

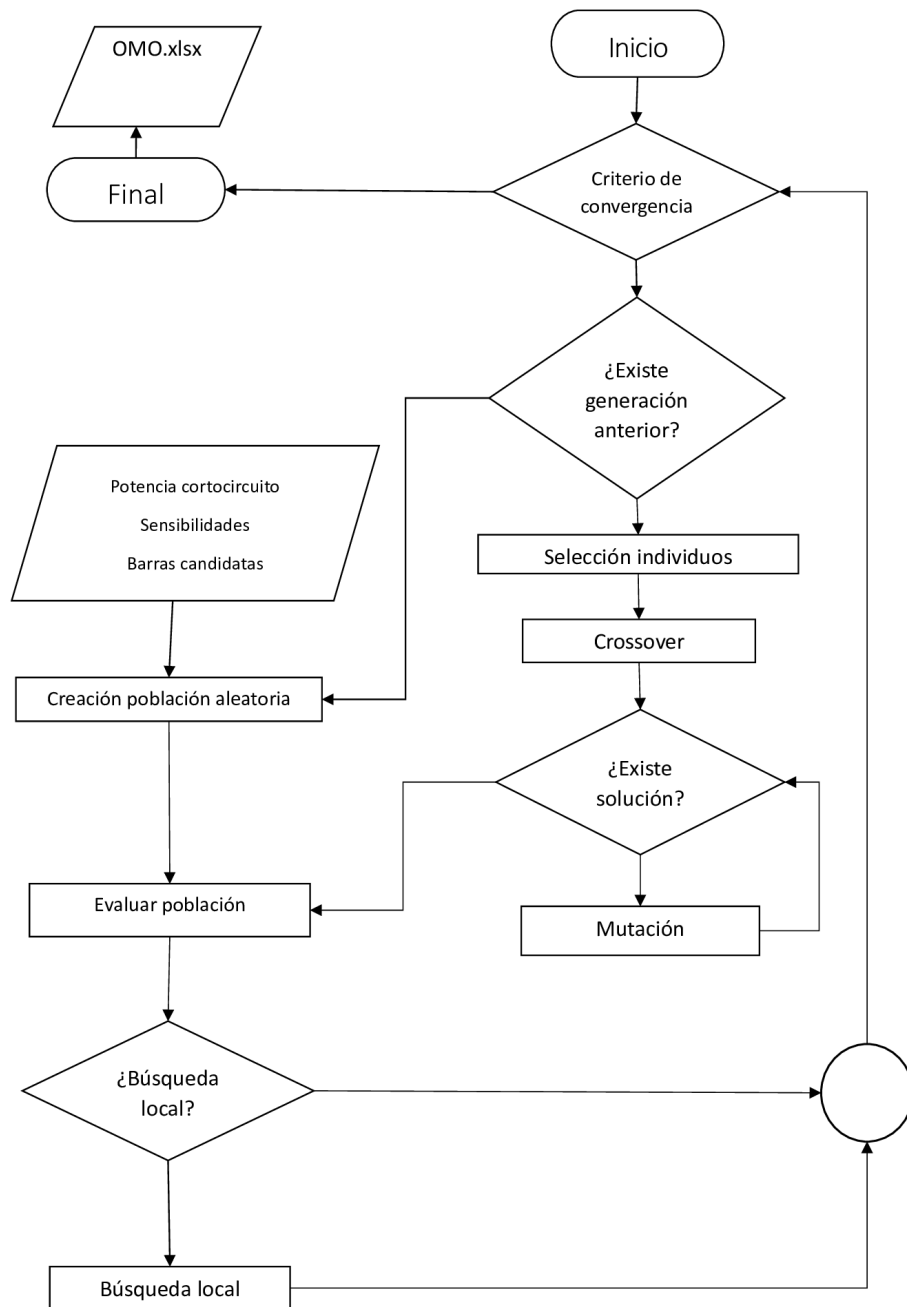
Proceso de adición de módulos

Este proceso es continuación del tratamiento que el individuo experimentó el retiro de baterías, que en consecuencia reformó la solución con la cantidad de módulos BESS extraídos. De la misma forma que en el proceso anterior, se fija la cantidad de unidades de baterías adicionales (2 módulos), esto es para contener la cantidad de módulos máximos que pueda contener un individuo, para no superar la restricción de potencia a instalar.

Este proceso primero define una cantidad fija de barras candidatas de la solución actual para la adición de baterías, las cuales son un conjuntos de las barras más débiles del sistema y que además tengan módulos BESS ya instalados. Con el conjunto creado, se le agrega una unidad de batería a la barra candidata y se calcula su *fitness*, almacenando el módulo agregado como el *fitness* de la solución, y aplicando este proceso al todo el conjunto de las barras a explorar. Ya con los cálculos ya realizados y almacenados, se elige el *fitness* mayor asociado a la instalación de un módulo BESS adicional en una barra candidata.

3.3.6. Convergencia del algoritmo

A diferencia de un algoritmo de optimización, los algoritmos genéticos no terminan al obtener una mejor solución. La convergencia de esta estrategia de optimización radica en cuantas generaciones pretende obtener para jerarquizar las soluciones obtenidas. En este trabajo se ejecuta la optimización por 150 generaciones y dependiendo del rendimiento de la exploración de soluciones cada 50 generaciones posteriores a las 150, el algoritmo se detiene.

3.3.7. Diagrama de flujo algoritmo genético a ejecutar**Figura 3.2.** Diagrama de flujo del algoritmo genético a ejecutar

3.4. Caso de estudio

El caso a analizar es el uso de la base de datos del Sistema Eléctrico Nacional, la cual tiene en su horizonte el 2025, sin tomar en consideración las obras del PET.

La base de datos, entre sus características importantes, es que presenta una demanda alta, y además tiene altas transferencias de potencia norte-sur. Esto significa que existe una gran participación de *CBGT* inyectando potencia al sistema, lo cual disminuye la robustez en esa zona. Además, esta base de datos se utiliza para la licitación de CS, tiene 4 unidades referenciales, aportando con más de 1 [GVA] de potencia. Para la ejecución del problema de optimización, se apagan estas unidades, ya que con las unidades apagadas provocan problemas de estabilidad de tensión del sistema, problema que este trabajo busca solucionar mediante la determinación de la ubicación de los módulos de almacenamiento de energía.

Con lo anterior, se pretende determinar la ubicación de baterías mediante 3 casos: una contingencia en Nueva Pan de Azúcar, barra en la cuarta región que conecta muchas centrales *CBGT*. La otra barra a analizar es Polpaico, ya que es una de las barras más importantes en la región metropolitana que recibe las transferencias de potencia desde el norte del país. El tercer caso es analizar cuando se producen fallas múltiples en estas barras, para medir el impacto en la optimización que barra pesa más al instalar módulos.

3.4.1. Contingencias

Las contingencias que se realizarán al sistema para la ejecución del algoritmo genético son:

- Barra Polpaico 220 [kV]
- Barra Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]
- Falla múltiple -no simultánea- con las barras anteriores

Las contingencias que se realizarán para ver el desempeño dinámico de las soluciones son:

- Falla 3ϕ en línea Polpaico - Quillota 220 [kV]
- Falla 3ϕ en línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada 220 [kV]
- Falla 3ϕ en línea Nueva Pan de Azúcar - Polpaico 500 [kV]

3.5. Evaluación de la solución

Con los resultados obtenidos a partir del algoritmo, el proceso más importante es comprobar de forma real tales soluciones. Por eso la solución de cada se van a someter a simulaciones dinámicas con las contingencias (Ver 3.4.1) realizadas en la base de datos la cual se uso para resolver el problema de optimización.

Dado esto, se pretende comprobar la mejora en la caída de tensión del sistema mediante dos formas. La primera, la más directa, es comparando la caída de tensión en una contingencia cuando no se tienen módulos instalados y en el caso que las unidades estén

instaladas. Esta es una evaluación local, ya que solo se analiza la barra la cual se quiere analizar al momento de ejecutar la contingencia.

Además, la solución obtenida con el *CVaR* como función objetivo se contrasta con la solución obtenida al realizar el problema de optimización utilizando como función objetivo el promedio de las caídas de tensiones de las barras candidatas.

La otra forma de comprobar los resultados, en cambio, es mediante el análisis estadístico de las tensiones. Esto es un post-proceso de la primera forma, por que toma en consideración todas las tensiones de las barras candidatas durante la contingencia, es posible obtener la tensión *CVaR* en cada instante que se miden las tensiones de las barras. Aquí se propone utilizar medidas estadísticas como la media aritmética y los indicadores de riesgo para jerarquizar el valor de tensión de las barras. Esto permite ver como la tensión crítica bajo el nivel de confianza sube mediante el soporte de tensión dinámica que aportan los módulos BESS.

Las dos formas de comprobar la mejora de la caída de tensión se amplía mediante dos casos de operación del sistema eléctrico, en especial a lo que respecta la operación de los CS. El primer caso se analiza cuando todas estas máquinas están encendidas, mientras que el segundo caso se analiza el desempeño dinámico cuando hay una convergencia crítica de las contingencias, esto es mediante la acción de dejar fuera de servicio dos CS, Santa Ana (416 [MVA]) e Illapa (259 [MVA]).

Capítulo 4

Resultados

4.1. Costo de inversión

4.1.1. Curva de costo

Los costos de instalación que se extraen en [11] y que se muestran en la tabla 3.1 son específicamente la tasa que cuesta el módulo según la potencia que se requiere. Con esto en mente se quiere saber el costo tentativo al instalar una de estas unidades, de manera que solo basta multiplicar la potencia con la tasa correspondiente (4.1). Con esto se puede obtener como se comporta el costo de instalación según la potencia (Fig. 4.1).

$$C_i[P_i] = \left(\frac{\partial IC}{\partial P} \right)_i \cdot P_i \quad (4.1)$$

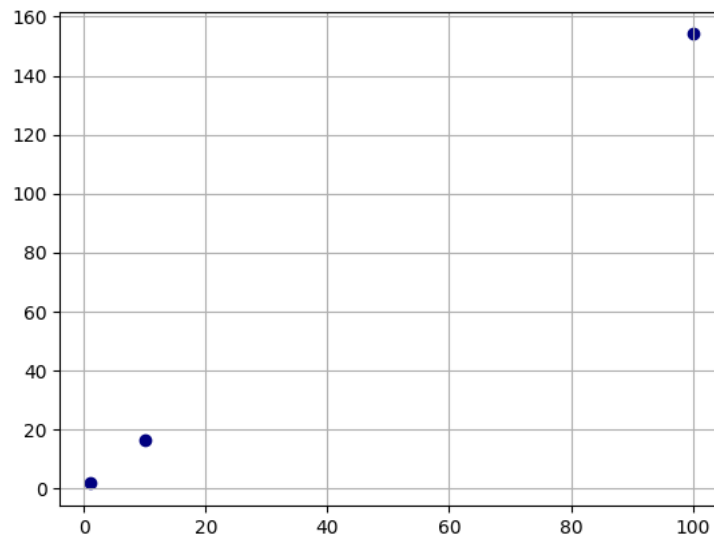


Figura 4.1. *Costos de instalación de BESS [11]*

Con los costos obtenidos, la información que se tiene es insuficiente, por lo que se opta a interpolar. El objetivo de tener una curva que describa los costos de instalación sirve para obtener los precios de instalación que rondan entre los valores de potencia que [11] describe. Y como se describió el costo de instalación de un BESS como (4.1), se propone obtener una función de costo de la forma (4.2), obteniendo tal expresión mediante el método de los mínimos cuadrados (4.3), (4.4)

$$Y = Y_0 \cdot x^b \quad (4.2)$$

$$\Sigma Y = n \cdot Y_0 + \Sigma X \cdot b \quad (4.3)$$

$$\Sigma Y \cdot X = \Sigma X \cdot Y_0 + \Sigma X^2 \cdot b \quad (4.4)$$

Dado esto, notando que n es igual a 4, ya que se tiene como información 3 puntos, se busca obtener Y_0 y b mediante los valores de la tabla 4.1.1

Tabla 4.1
VALORES DE PREPARACIÓN PARA LA INTERPOLACIÓN

Potencia [MW]	$P_{log,i}$	$P_{log,i}^2$	$\frac{\partial C}{\partial P_{log,i}} = \log_{10}(\frac{\partial IC}{\partial P} _i)$	$\frac{\partial C}{\partial P_{log,i}} \cdot P_{log,i}$
1	0	0	0,2536	0
10	1	1	0,2156	0,2156
100	2	4	0,1878	0,3756
Σ	$\Sigma X = 3$	$\Sigma X^2 = 5$	$\Sigma Y = 0,6570$	$\Sigma X \cdot Y = 0,5912$

Con los datos armados se procede a resolver el sistema de ecuaciones, del cual se obtienen los parámetros (4.5) y la curva que describe la tasa del costo de instalación (4.6).

$$\frac{\partial C}{\partial P_0} = 1,786 \quad b = -0,033 \quad (4.5)$$

$$\frac{\partial C}{\partial P}[P] = 1,7861 \cdot P^{-0,033} \quad (4.6)$$

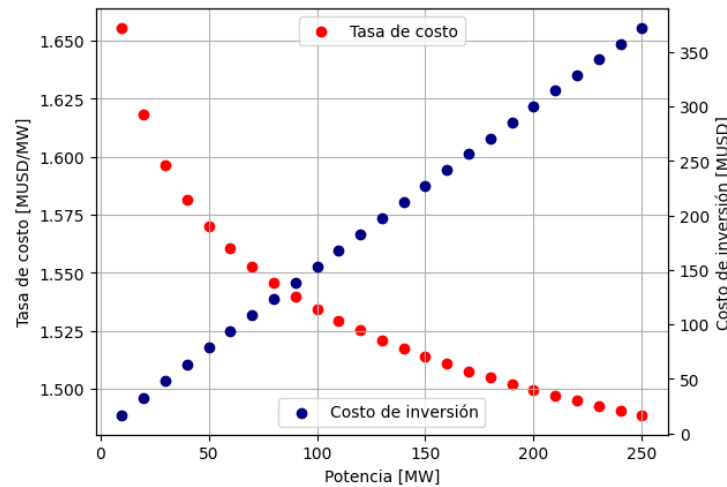


Figura 4.2. Resultado de interpolación: Tasa de costo y costo de inversión por potencia

Ahora, se propone que el problema de optimización pueda instalar una unidad BESS que tenga una capacidad mayor a los 100 [MW], se extrapola la curva de tasa de costo (4.6) hasta la potencia máxima de instalación y el costo de instalación se obtiene multiplicando la tasa por la potencia respectiva (4.1). En este trabajo se propone instalar una unidad con potencia máxima de 250 [MW] (Fig. 4.2).

4.2. Optimización

4.2.1. Datos de entrada

Por como se mencionó en 2.3.1.b, los algoritmos metaheurísticos requieren de datos de entrada para poder ejecutarse. De esta forma se presentan los datos iniciales que el algoritmo genético requiere.

Tabla 4.2
DATOS DE ENTRADA PARA EL ALGORITMO GENÉTICO

Dato	Valor
Capacidad total BESS	250 [MW]
Cantidad módulos	25
Peso contingencia	[1] (contingencia simple) [0.5,0.5] (Ver 4.2.4) [0.75,0.25] (Ver 4.3.4)
Barras candidatas	50
Población	50
Generaciones	500
Descendencia	<i>crossover</i>
Función objetivo	<i>CVar</i> Media aritmética (Ver A)
Nivel de confianza	10 %
Búsqueda local	Sí
Paso de discretización	5
Factor de deterioro	0.05
Barras modificables	10
Δ %	1
Tensión barras candidatas	220 [kV]
Tensión transitoria mínima	0 p.u.
Tensión transitoria máxima	0.7 p.u.
Frecuencia búsqueda local	10
Mutación	Cambio de gen (Ver 3.3.4.b)
Probabilidad mutación inicial	0.3
Selección parentesco	<i>fitness</i> y Costo de inversión (Ver 3.3.2)

4.2.2. Caso I: Contingencia Polpaico 220 [kV]

El algoritmo iterativo se detuvo hasta la generación 150 por la convergencia de las soluciones, ya que se la zona de cercanía del $CVaR$ tiene una gran cantidad de individuos contenida en esta zona (Fig. 4.3). Esto también por la rapidez de convergencia hacia la mejor solución (Fig. 4.4).

4.2.2.a. Resultado optimización y Frente de Pareto

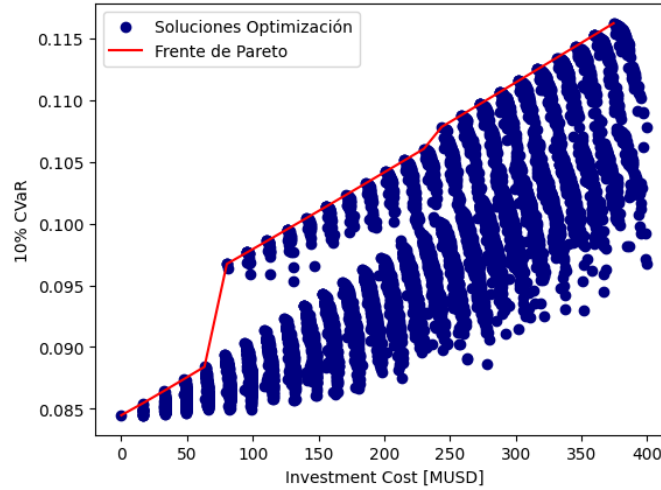


Figura 4.3. Resultado optimización y frente de pareto para la contingencia Polpaico 220 [kV]

4.2.2.b. Convergencia

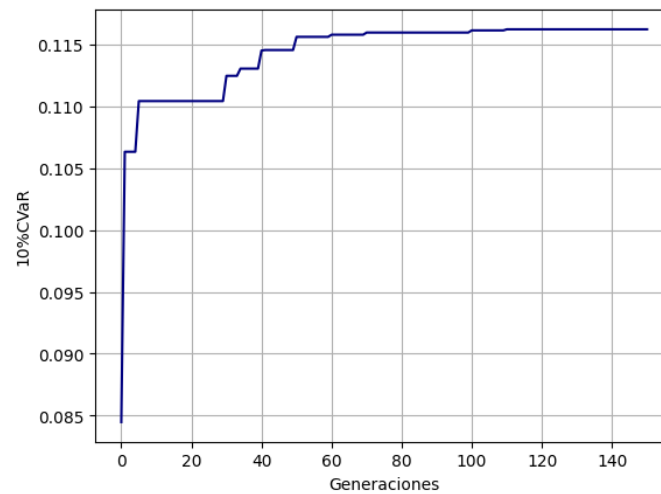


Figura 4.4. Convergencia de las soluciones del algoritmo

4.2.2.c. Instalación SEN

Ahora, para ver dónde se instalan los módulos, se tiene que consultar B.1, la tabla que contiene las barras candidatas de instalación de BESS para esta contingencia. Con esto, se considera la mejor solución del sistema, la cual señala que se deben instalar 240 [MW] en la barra Los Maitenes y 10 [MW] en la barra Rap/PMA/A, ambas barras de 220 [kV].

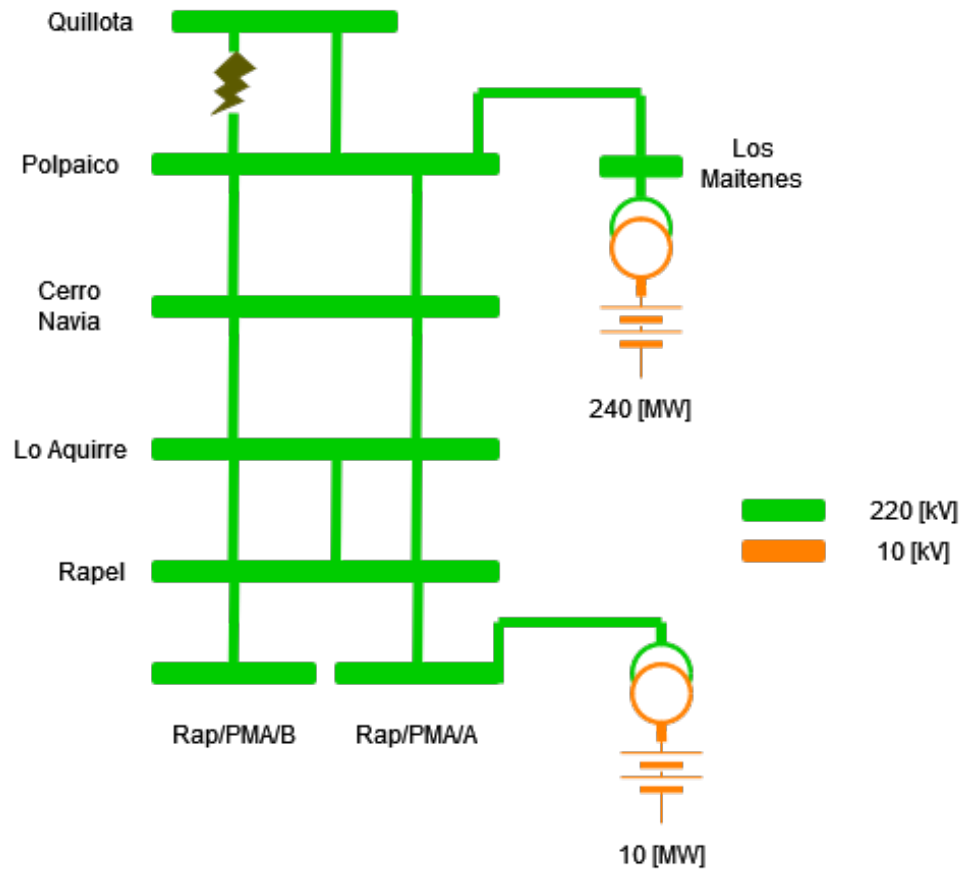


Figura 4.5. Lugar de instalación de los módulos

4.2.3. Caso II: Contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]

El algoritmo se pausó al alcanzar las 150 iteraciones dada la convergencia de la mejor solución se obtuvo en la generación 90 (Fig. 4.7). Las 54 iteraciones restantes y las 6 veces que se ejecutó la búsqueda local no logró crear una mejor. Tal situación se comprueba por la cantidad de individuos en la parte superior derecha la figura(Fig. 4.6).

4.2.3.a. Resultado optimización y Frente de Pareto

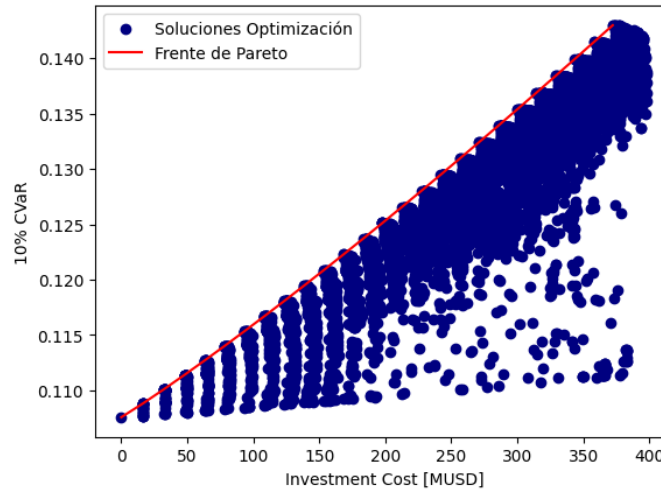


Figura 4.6. Resultado optimización para la contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]

4.2.3.b. Convergencia

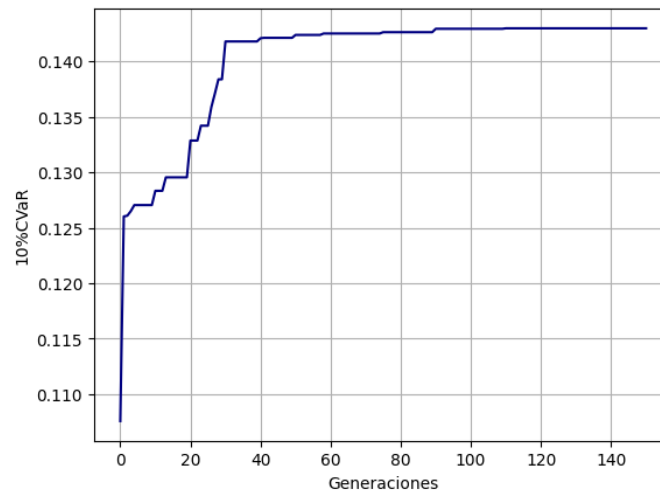


Figura 4.7. Convergencia de las soluciones del algoritmo

4.2.3.c. Instalación SEN

De la misma forma que analizar el caso de Polpaico, en B.3, se consulta las barras candidatas y el mejor resultado obtenido al ejecutar el algoritmo de optimización. Dado esto, se instalo la totalidad de módulos (250 [MW]) en la barra Punta Palmeras.

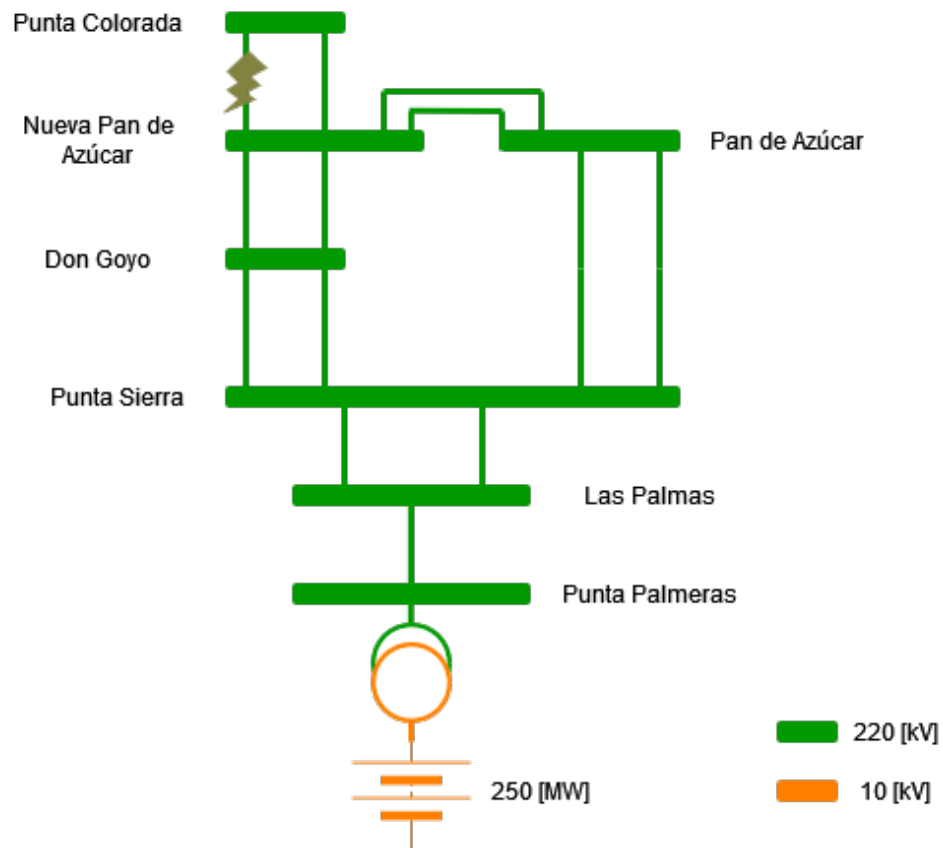


Figura 4.8. Lugar de instalación de los módulos

4.2.4. Caso III: Contingencia falla doble Polpaico 220 [kV] y Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]

En este caso en particular, la simulación se detuvo en la generación 200 para ver el intersticio formado entre los dos conjuntos de soluciones estuviera completa (Fig. 4.9). Ocurriendo el caso contrario, se comprobó que la mejor solución se creó mucho antes de llegar a la iteración 150 del algoritmo (Fig. 4.10).

4.2.4.a. Resultado optimización y Frente de Pareto

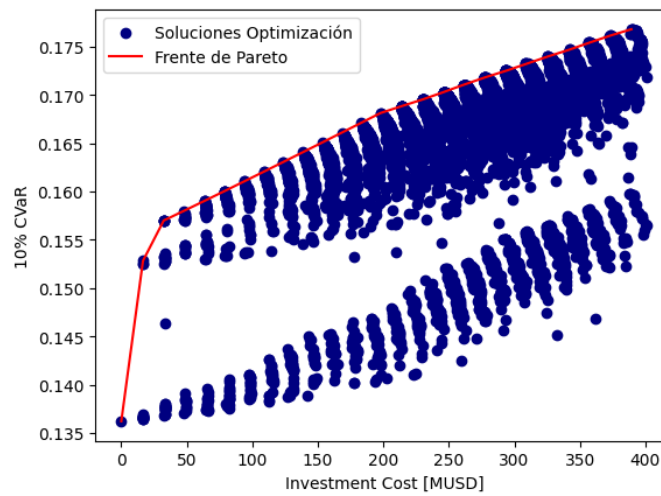


Figura 4.9. Resultado optimización para la contingencia doble Nueva Pan de Azúcar y Polpaico 220 [kV]

4.2.4.b. Convergencia

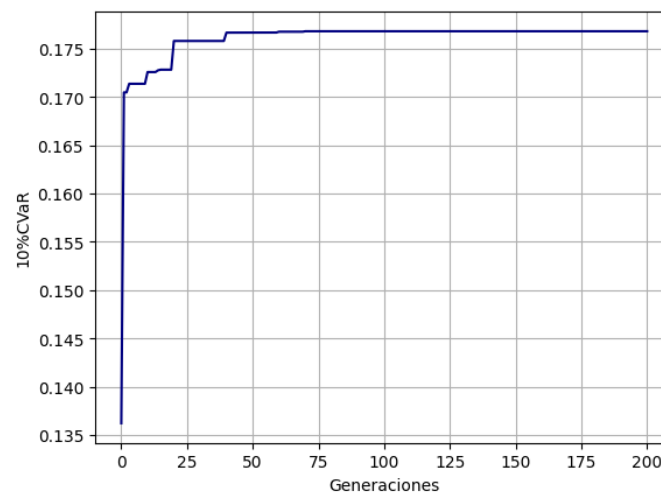


Figura 4.10. Convergencia de las soluciones del algoritmo

4.2.4.c. Instalación SEN

Al identificar el mejor individuo del problema de optimización, se observa que se instalaron la mayoría de potencia en cercanías a la barra de Polpaico, pero no muy cercanas a la barra Nueva Pan de Azúcar. Se destaca la instalación de 40 [MW] en la barra de PE Canela, una planta eólica según lo mencionado en 2.1.2.a, podríamos estar en presencia de una barra débil que al igual que Nueva Pan de Azúcar, requiere soporte de tensión.

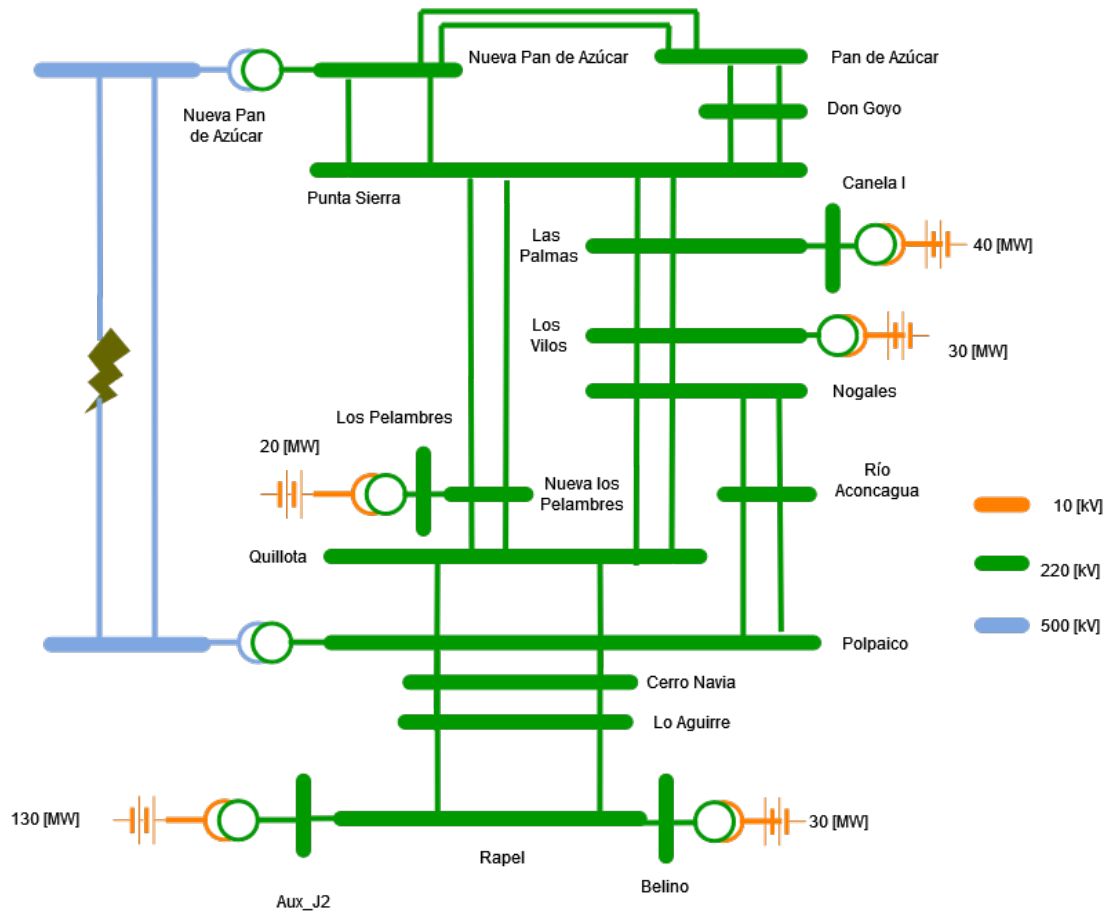


Figura 4.11. Instalación BESS

4.3. Simulaciones Dinámicas

4.3.1. Contingencia: Falla 3ϕ en línea Polpaico - Quillota C1 [220 kV]

4.3.1.a. Método directo: Todos los condensadores encendidos

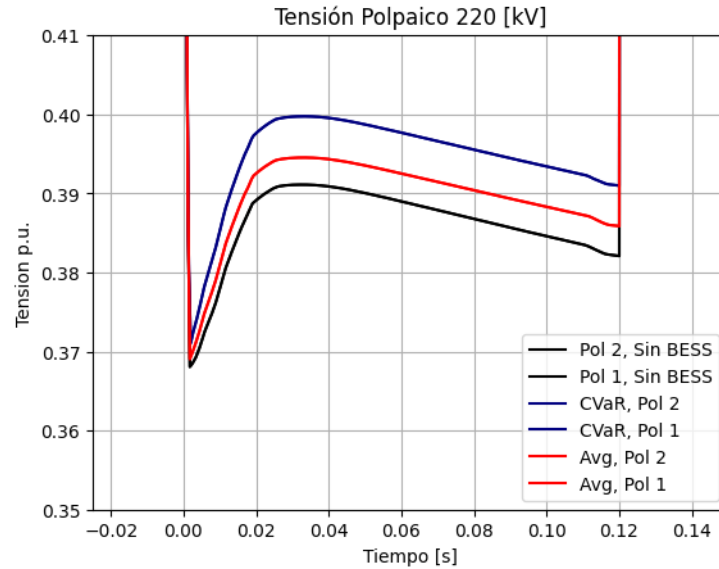


Figura 4.12. Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Polpaico 220 [kV] sin módulos, usando el promedio como función objetivo y el CVaR.

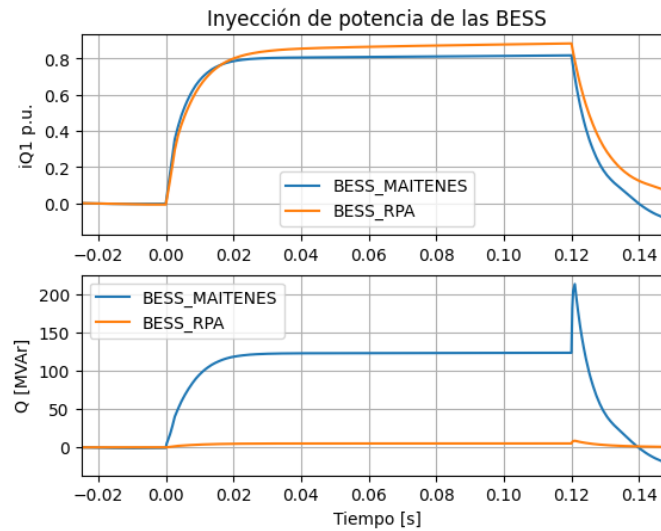


Figura 4.13. Inyección de los módulos de los Maitenes y RAP/PMA/A

Empleando la misma forma en que se determinó en que barras se instalaron los módulos BESS, se realizó el mismo problema de optimización utilizando como función objetivo el promedio de las tensiones transitorias. Esto da que se instalaron 250[MW] en la barra de nombre *Aux_J2*.

4.3.1.b. Método directo: Ana María e Illapa fuera de servicio

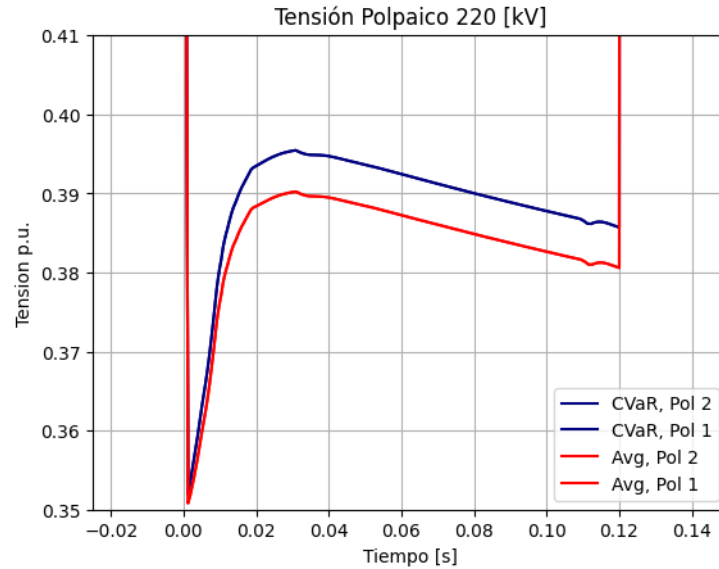


Figura 4.14. Caída de tensión para las barras de Polpaico usando tanto el *CVaR* como la media aritmética de las tensiones transitorias como funciones objetivo

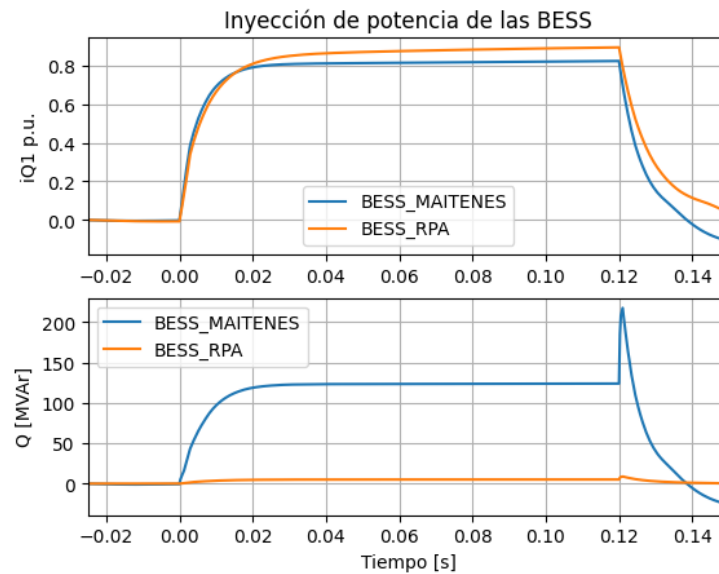


Figura 4.15. Inyección de los módulos de los Maitenes y RAP/PMA/A

En esta imagen no se muestra la tensión de Polpaico sin los módulos operando debido a que la simulación dinámica no convergió, lo que confirma el soporte de tensión que los BESS entregan al sistema. La ubicación de los módulos tanto con la media aritmética como con el *CVaR* son las mismas que en 4.3.1.a.

4.3.1.c. Método estadístico: Todos los condensadores encendidos

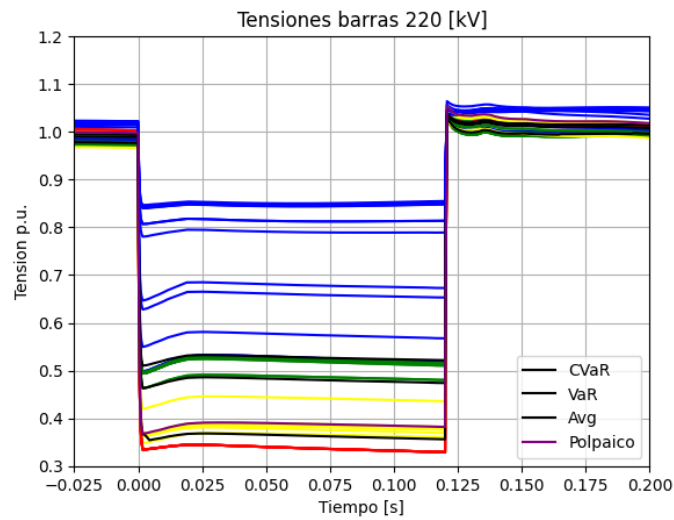


Figura 4.16. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas sin BESS

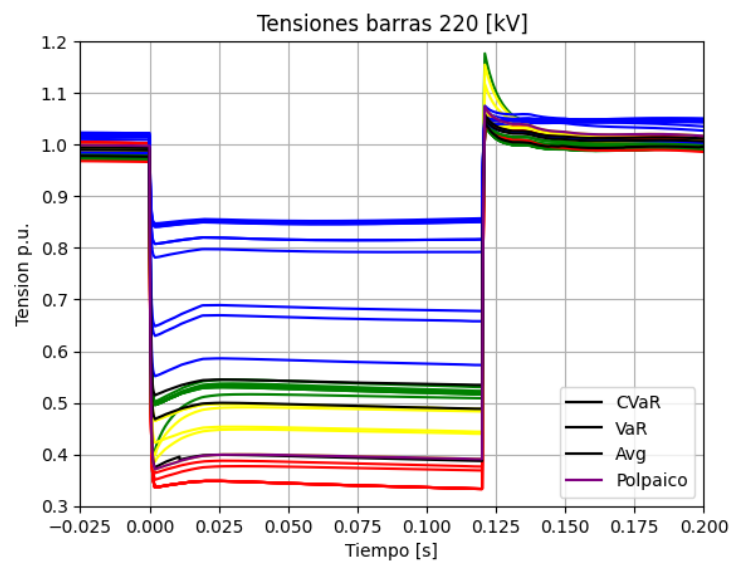


Figura 4.17. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS

Jerarquía de barras candidatas

Tabla 4.3
JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS EN SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	7	Quintero, Nehuenco J3 Nehuenco J4, Nehuenco J1, Nehuenco J5, San Luis, CC_GNL_SanLuis220	9	Quintero, Las Tortolas, Nehuenco J3, Nehuenco J4, Nehuenco J1, Nehuenco J5, San Luis, Río Aconcagua, CC_GNL_SanLuis220
Entre VaR y CVaR	7	Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Tap Las Tortolas Río Aconcagua, Nueva Lampa, Polpaico	6	Confluencia, Santa Filomena, Term Desfaz 1 y 2, Polpaico, Tap Las Tortolas
Bajo la Media	14	aStaBar, Quelentaro, Portezuelo, Belino, Alcones, Eolica Rapel, Rapel, Rap/PMA/A y B, Alto Melipilla, Term Desfaz 1 y 2, J2 Alto Melipilla, J1 Loica	13	aStaBar, Quelentaro, Portezuelo, Belino, Alcones, Eolica Rapel, Rapel, Rap/PMA/A y B, Alto Melipilla, Los Maitenes, J2 Alto Melipilla, J1 Loica
Sobre la Media	10	Loma Alta, Canal Melado, Santa Marta, Tap Loma Alta, Pehuenche, Entre Ríos, Lo Aguirre, Alto Jahuel, Ancoa, J Los Cóndores	10	Loma Alta, Canal Melado, Santa Marta, Tap Loma Alta, Pehuenche, Entre Ríos, Lo Aguirre, Alto Jahuel, Ancoa, J Los Cóndores

4.3.1.d. Método estadístico: Ana María e Illapa fuera de servicio

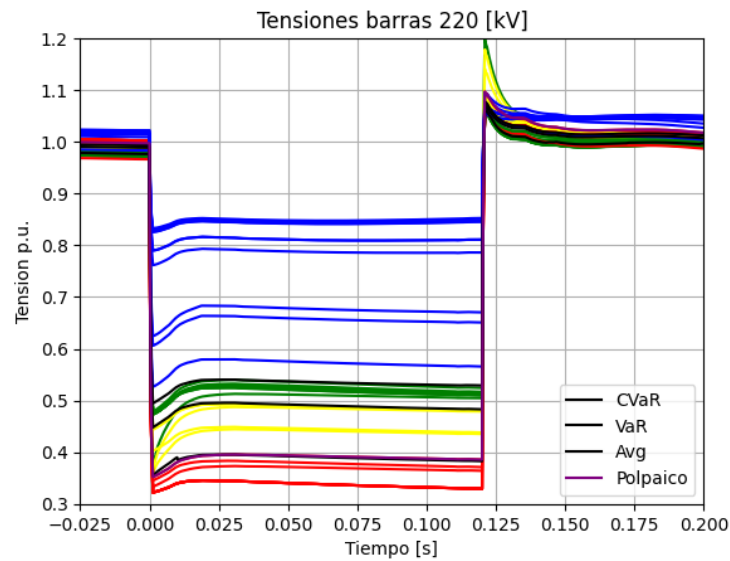


Figura 4.18. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS al tener los CS Ana María e Illapa fuera de servicio

Jerarquía de barras candidatas

Tabla 4.4

JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS SANTA MARÍA E ILLAPA FUERA DE SERVICIO

	Con BESS	
	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	10	Quintero, Tap Las Tórtolas, Nehuenco J3-J5-J4-J1, Aconcagua, San Luis CC_GNL_San_Luis, Polpaico
Entre VaR y CVaR	5	Confluencia, Santa Filomena, Desfaz 1-2, Nueva Lampa
Bajo la Media	13	aStaBar, Los Maitenes, Quelentaro, Portezuelo, Belino, FV Alcones, PE Rapel, Rapel, Loica J1, Rap/PMA/A y B, Alto Melipilla, Alto Melipilla J2
Sobre la Media	10	Loma Alta, Melado, Santa Marta, Tap loma Alta, Pehuenche, Entre Rios, Lo Aguirre, Alto Jahuel, Ancoa, J Los Condores

4.3.1.e. Tabla resumen

Tabla 4.5

TABLA RESUMEN MEJORA CAÍDA TENSIÓN

Tensión promedio Polpaico	Condensadores Encendidos	Δ %	Condensadores Apagados	Δ %
Sin BESS	0.389	-	No converge	-
Con BESS Media	0.392	0.84	0.3849	-
Con BESS CVaR	0.397	2.05	0.3897	-

4.3.2. Contingencia: Falla 3ϕ en línea Nueva Pan de Azúcar - Punta Colorada C1 220 [kV]

4.3.2.a. Método directo: Todos los condensadores encendidos

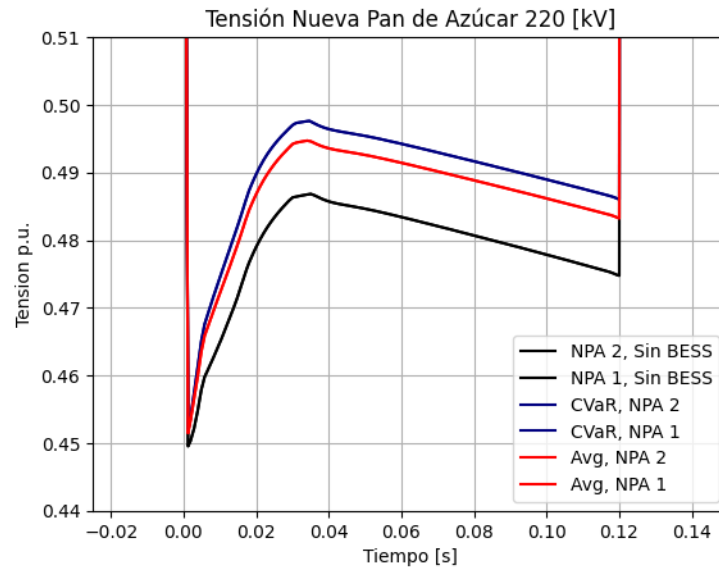


Figura 4.19. Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] sin módulos, usando el promedio como función objetivo y el CVaR

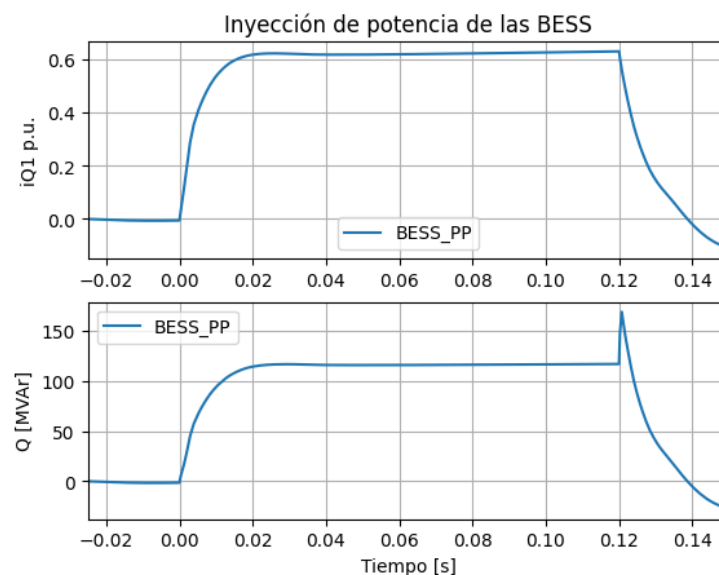


Figura 4.20. Inyección de potencia del módulo de Punta Palmeras

De la misma forma que la contingencia en la línea Polpaico - Quillota, los módulos instalados en Punta Palmeras (Ver 4.2.3.c) realizan un mejor soporte de tensión en la barra Nueva Pan de Azúcar, en comparación con la instalación de módulos BESS en barra La Mesa 220 [kV].

4.3.2.b. Método directo: Ana María y Chuquicamata fuera de servicio

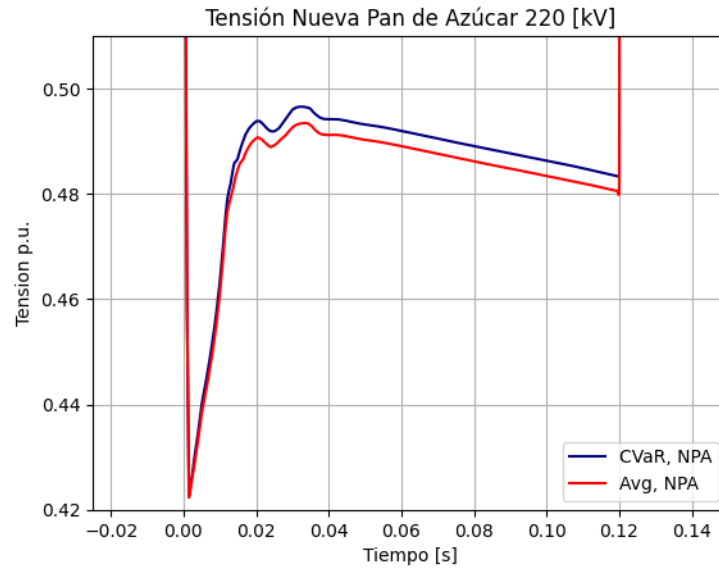


Figura 4.21. Caída de tensiones en las barras 1 y 2 de Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] usando como función objetivo tanto el promedio como el CVaR

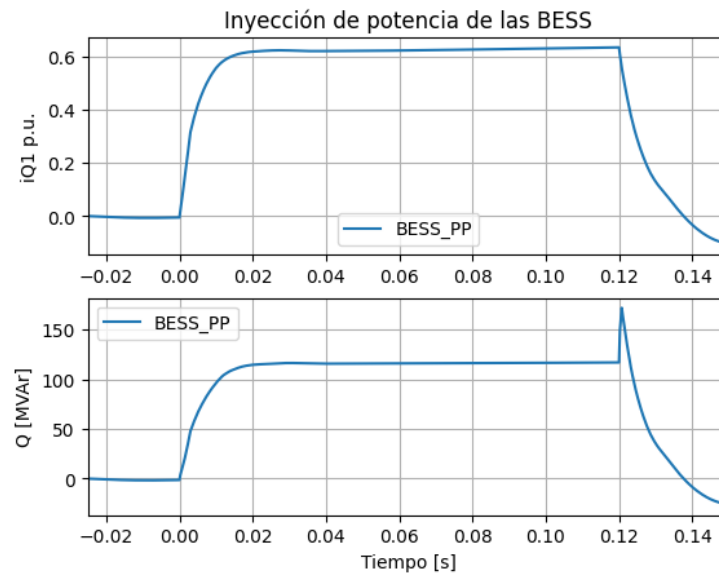


Figura 4.22. Inyección de potencia del módulo de Punta Palmeras

Aquí al simular el sistema bajo la contingencia con los CS apagados y sin el soporte reactivo de los BESS no converge, por ello no hay registro de la tensión de Nueva Pan de Azúcar en ese caso. Se aprecia también que la determinación de la ubicación utilizando el *CVaR* mejora el nivel de tensión durante la contingencia, dada la particularidad de este caso que la inyección de potencia por parte de los módulos produce oscilaciones en el nivel de tensión en la barra.

4.3.2.c. Método estadístico: Todos los condensadores encendidos

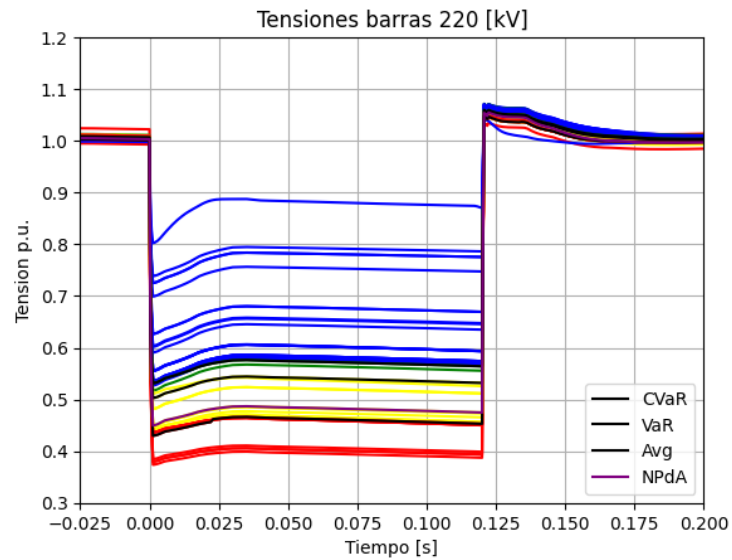


Figura 4.23. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas sin BESS

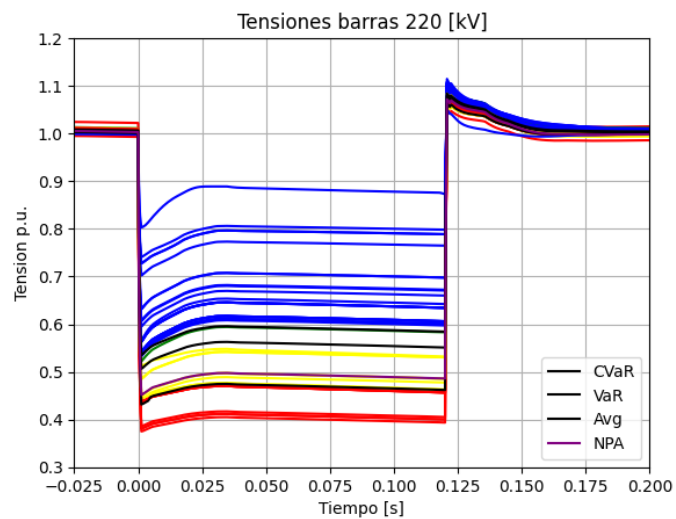


Figura 4.24. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS

Jerarquía de barras candidatas

Tabla 4.6
JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS EN SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	8	La Mesa, PE San Juan, El Pelicano, La Huella, Nuevo Futuro, Don Héctor, Punta del Viento, Punta Colorada	8	La Mesa, PE San Juan, El Pelicano, La Huella, Nuevo Futuro, Don Héctor, Punta del Viento, Punta Colorada
Entre VaR y CVaR	9	B1 MCA, El Arrayán, El Romero, El Romero virtual J1 Agua Amarga, Don Goyo, Aux J3, Pan de Azúcar, Nueva Pan de Azúcar	9	B1 MCA, El Arrayán, El Romero, El Romero virtual, J1 Agua Amarga, Don Goyo, Aux J3, Pan de Azúcar, Nueva Pan de Azúcar
Bajo la Media	1	Talinay Oriente	1	Talinay Oriente
Sobre la Media	22	Los Piuquenes, Mauro, Central Espinos, Los Vilos, J2 Los Pelambres, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, PE Punta Sierra, FV Punta Sierra, Punta Sierra, Doña Carmen, BB1, Nogales, FV Nogales, Quillota	22	Los Piuquenes, Mauro, Central Espinos, Los Vilos, J2 Los Pelambres, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, PE Punta Sierra, FV Punta Sierra, Punta Sierra, Doña Carmen, BB1, Nogales, FV Nogales, Quillota

4.3.2.d. Método estadístico: Ana María y Chuquicamata fuera de servicio

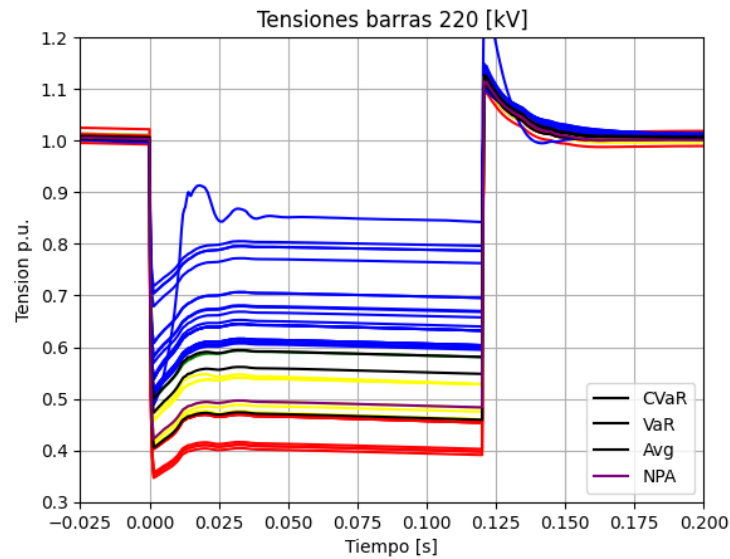


Figura 4.25. Clasificación estadística de las tensiones de las barras candidatas con BESS al tener los CS Ana María y Chuquicamata fuera de servicio

Jerarquía barras candidatas

Tabla 4.7

JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS CHUQUICAMATA Y ANA MARÍA FUERA DE SERVICIO

	Con BESS	
	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	8	La Mesa, PE San Juan, El Pelicano, La Huella, Nuevo Futuro, Don Héctor, FV Punta del Viento, Punta Colorada
Entre VaR y CVaR	8	MCA B1, El Arrayán, El Romero, El Romero Virtual, Agua Amarga J1, Don Goyo, AUX_J3, Pan de Azúcar
Bajo la Media	13	PE Talinay Oriente
Sobre la Media	21	Los Piuquenes, Mauro, Espinos, Los Pelambres, Los Pelambres J2, Los Vilos, PE Canela I y II, Totoral, Las Palmas, Mr-1 y 2, La Cebada, PE Punta Sierra, FV Punta Sierra, Punta Sierra, Doña Carmen, BB!, FV Nogales, Nogales

4.3.2.e. Tabla resumen

Tabla 4.8

TABLA RESUMEN MEJORA CAÍDA TENSIÓN

Tensión promedio Nueva Pan de Azúcar	Condensadores Encendidos	Δ %	Condensadores Apagados	Δ %
Sin BESS	0.479	-	No converge	-
Con BESS Media	0.487	1.58	0.4281	-
Con BESS CVaR	0.490	2.12	0.4848	-

4.3.3. Contingencia: Falla 3ϕ en línea Polpaico - Nueva Pan de Azúcar 500 [kV]

4.3.3.a. Método directo: Todos los condensadores encendidos

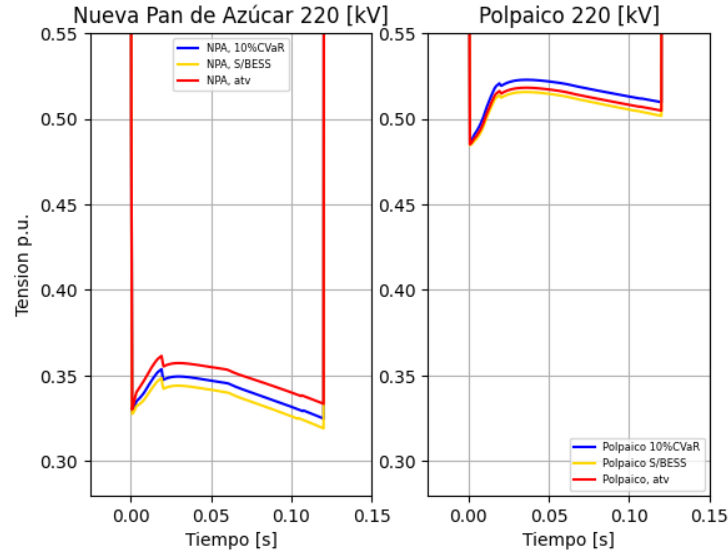


Figura 4.26. Caída de tensión de las barras Polpaico y Nueva Pan de Azúcar

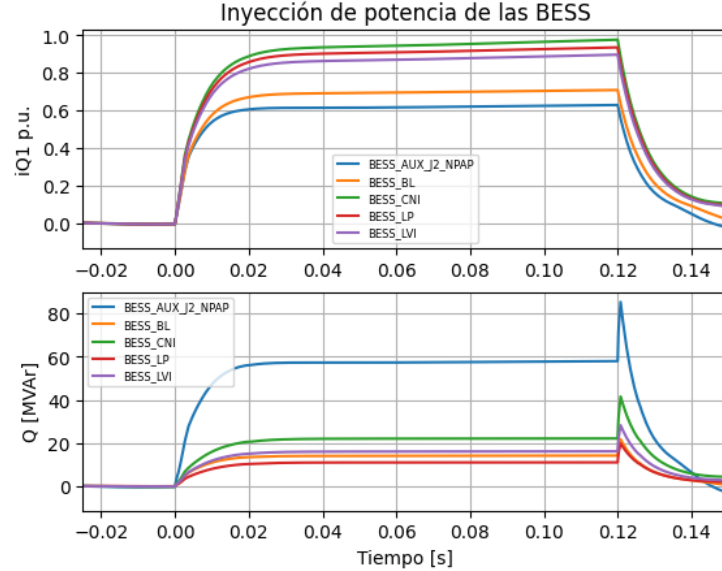


Figura 4.27. Inyección de potencia de los módulos instalados

La ubicación de BESS utilizando el *CVAR* como *fitness*, mejora la caída de tensión con respecto a la tensión en las barras analizadas en Polpaico, pero es el caso contrario en Nueva Pan de Azúcar. Esto se produce por que al revisar las barras en donde se instalaron los módulos BESS (Fig. 4.11), hay una variedad de módulos BESS que están instalados más cercano a Polpaico que a Nueva Pan de Azúcar, mientras que al utilizar la media aritmética como *fitness*, se instaló la totalidad de módulos en La Mesa (Fig. 4.8).

4.3.3.b. Método directo: Ana María e Illapa apagados

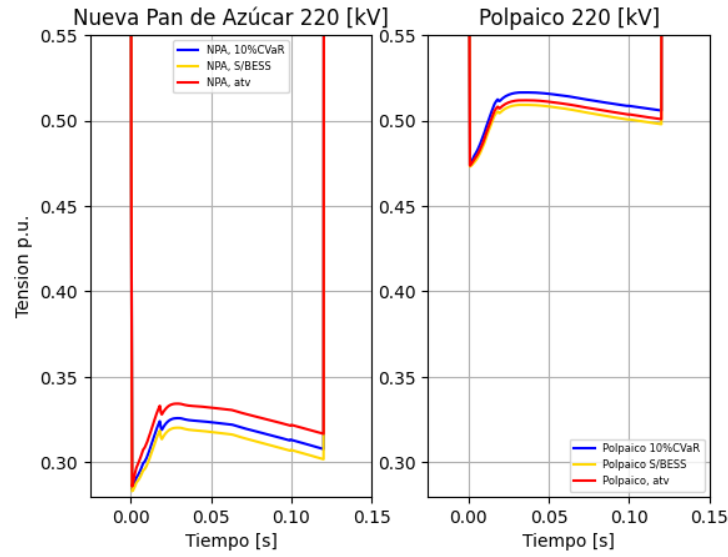


Figura 4.28. *Caída de tensión de las barras Polpaico y Nueva Pan de Azúcar*

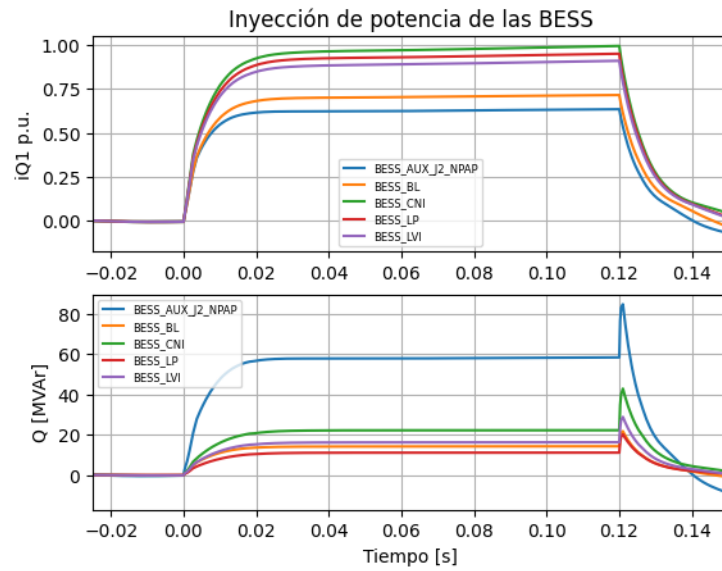


Figura 4.29. *Inyección de potencia de los módulos instalados*

De igual manera que en (Fig. 4.26), la tensión en Polpaico mejora dada la ubicación favorable de baterías, en cambio en Nueva Pan de Azúcar al no tener una gran presencia de estos módulos en sus cercanías, la caída de tensión no mejora como el caso en dónde se instalan los 250 [MW] en La Mesa (Fig. 4.21).

4.3.3.c. Método estadístico: Todos los condensadores encendidos

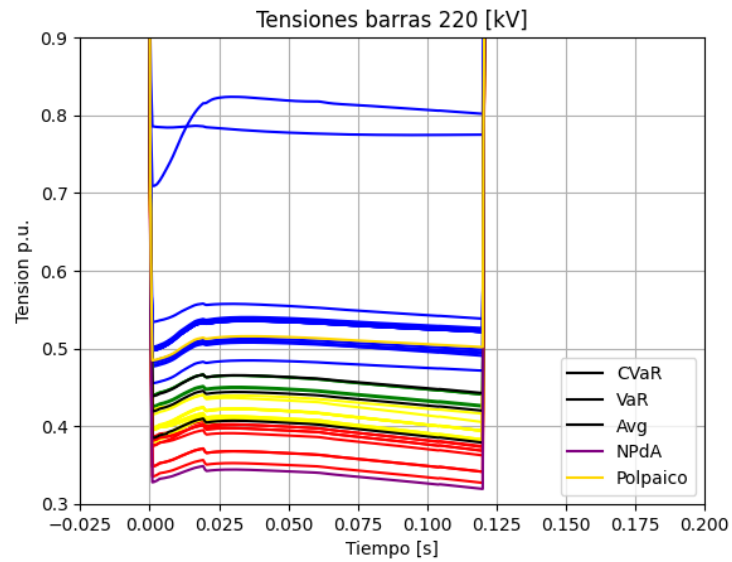


Figura 4.30. Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas sin módulos instalados

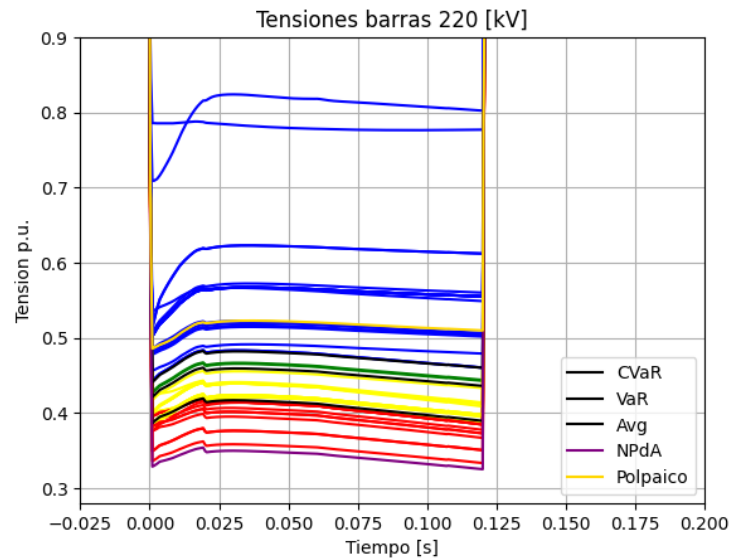


Figura 4.31. Clasificación estadística en las tensiones de las barras candidatas con los módulos instalados

Jerarquía de barras candidatas

Tabla 4.9
JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS EN SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	8	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, Talinay Oriente, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada,	12	La Mesa, PE San Juan, B1 MCA, El Arrayán, Talinay Oriente, El Pelicano, La Huella, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada, Nuevo Futuro
Entre VaR y CVaR	20	Los Piuquenes, Punta Palmeras, PE Canela I y II, El Pelicano, Central Totoral, Las Palmas, La Huella, MR-1 y 2, La Cebada, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga	16	Los Piuquenes, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, El Romero, El Romero virtual, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga
Bajo la Media	4	Mauro, Central Espinos, J2 Los Pelambres, Los Vilos	2	Mauro, Los Pelambres
Sobre la Media	18	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2	20	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Espinos, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2, Los Vilos

4.3.3.d. Método estadístico: Ana María e Illapa apagados

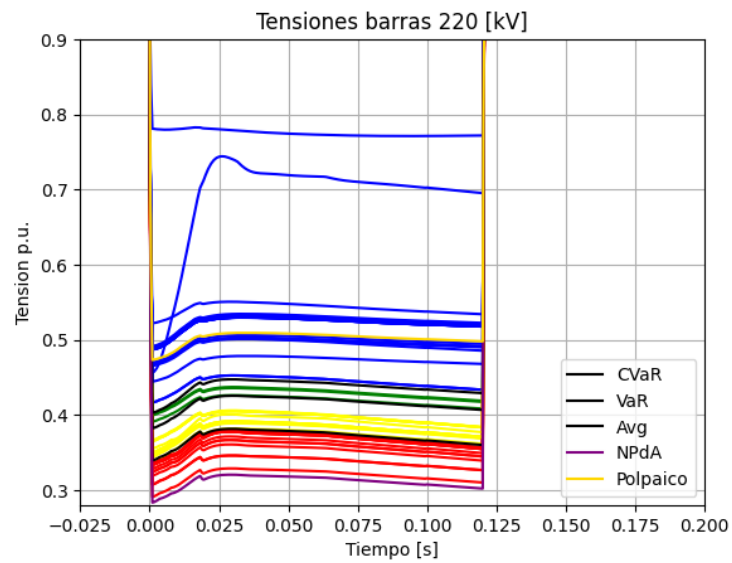


Figura 4.32. Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas sin módulos instalados

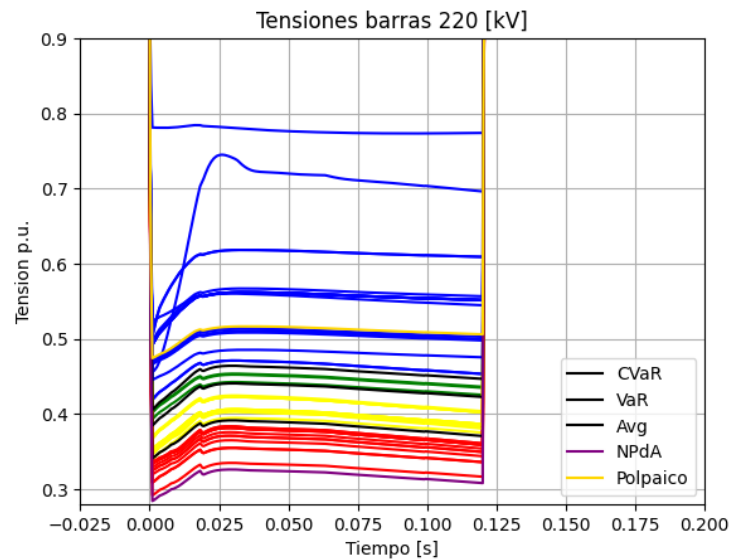


Figura 4.33. Clasificación estadística de las tensiones en las barras candidatas

Jerarquía barras candidatas

Tabla 4.10
JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS FUERA DE SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	13	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, El Pelicano, La Huella, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada	13	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, El Pelicano, La Huella, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada
Entre VaR y CVaR	14	PE Talinay Oriente, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga	14	PE Talinay Oriente, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga
Bajo la Media	3	Los Piuquenes, Mauro, Los Pelambres	3	Los Piuquenes, Mauro, Los Pelambres
Sobre la Media	18	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, Los Vilos, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2	18	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, Los Vilos, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2

Al analizar las soluciones, el individuo 1 tiene módulos BESS en La Mesa y Belino, en cambio, el individuo dos tiene un módulo BESS en PE Talinay y 2 unidades en Belino, al ver la ubicación de los módulos BESS en barras candidatas (Ver B.5). Estas soluciones corresponden a la mejor y la peor respectivamente en cuanto a la combinación de una barra con 2 módulos y otra barra con solamente una batería. Esto ocurre por el peso que se le otorga a la función objetivo en el algoritmo de optimización, lo que impacta en el desempeño dinámico de la barra a analizar durante la contingencia (Fig. 4.26).

Con lo expuesto, se realiza otra optimización con pesos nuevos en cada contingencia, aumentando el peso de la barra contingencia que tiene el desempeño dinámico insatisfactorio. Al revisar la tensión de las barras Nueva Pan de Azúcar y Polpaico, el nivel de tensión de la primera es más baja, por lo que esta debe tener una ponderación mayor a la primera optimización. En este caso se utilizan los siguientes pesos:

$$\lambda_{NPA} = 0,75$$

$$\lambda_P = 0,25$$

4.3.4.a. Resultados

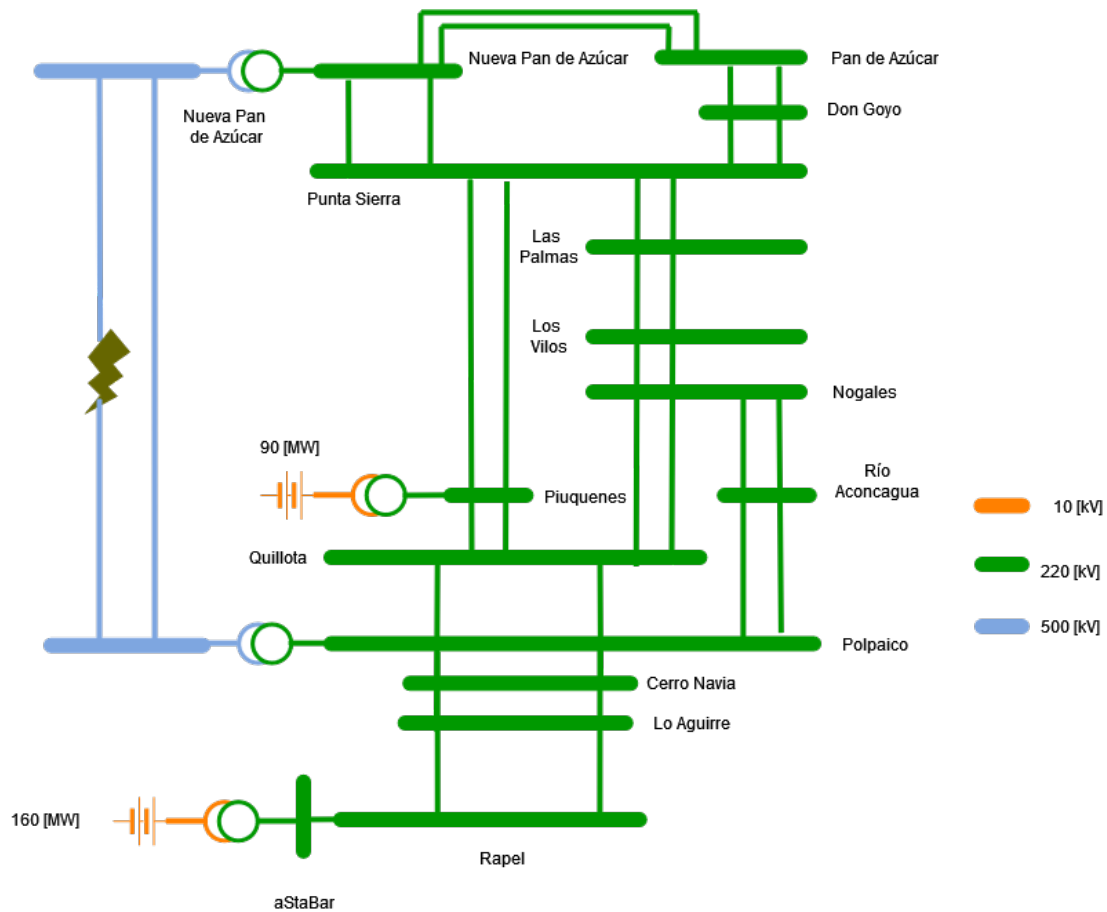


Figura 4.35. Instalación de módulos BESS

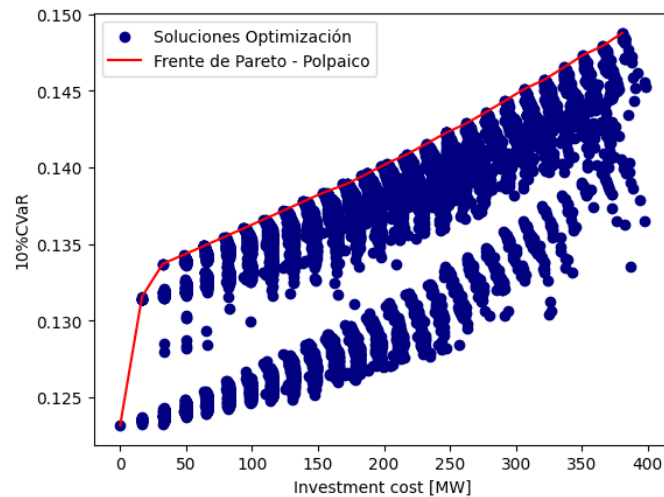


Figura 4.36. *Resultado optimización*

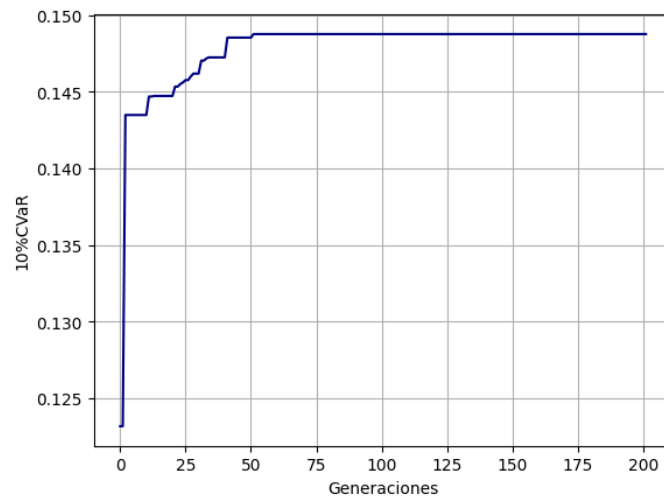


Figura 4.37. *Convergencia algoritmo*

En (Fig. 4.36), se puede apreciar que las áreas se están juntando en la parte superior de las soluciones del problema de optimización, por lo que la distribución de pesos aplicado a las contingencias acoplas los subconjuntos de individuos. Pero como indica (Fig. 4.35), los módulos aún se están instalando cerca de la barra Polpaico, de forma que se requiere una distribución de pesos más fuerte. La convergencia para obtener el mejor resultado fue en menos de 100 generaciones.

4.3.4.b. Simulaciones dinámicas: CS en servicio

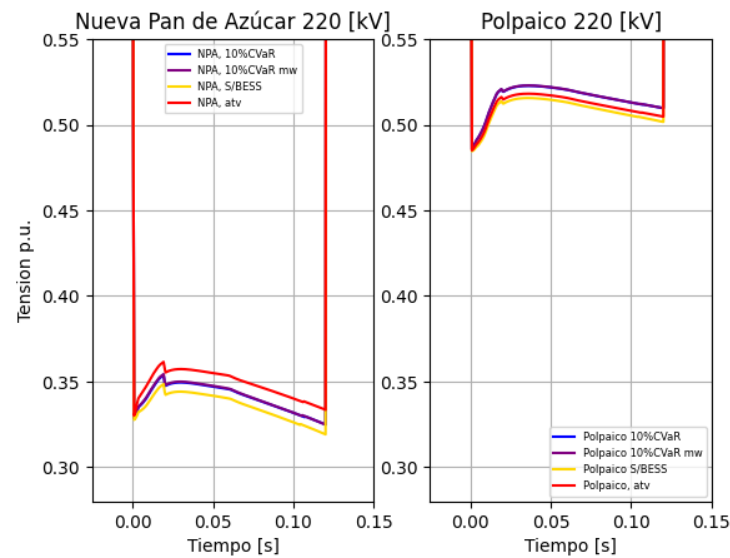


Figura 4.38. Tensiones Polpaico y Nueva Pan de Azúcar

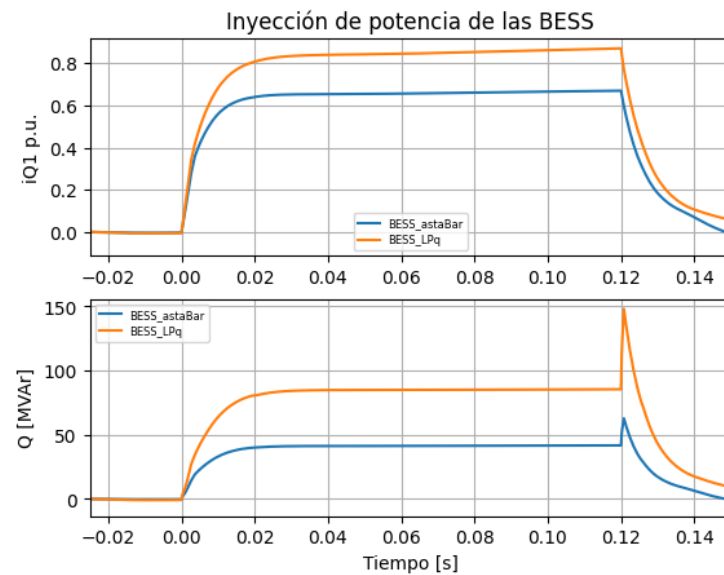


Figura 4.39. Inyección de potencia de BESS en Los Piquenes y aStaBar de Rapel

Los niveles de tensión son consistentes con la mejora de la caída de tensión de las barras analizadas, ya que al instalar los módulos en cercanías de Polpaico su caída va a mejorar. distribución de pesos de contingencias muestra mejoras para la caída de tensión de las barras analizadas (Ver tabla 4.3.4.h

4.3.4.c. Simulaciones Dinámicas: CS Ana María e Illapa fuera de servicio

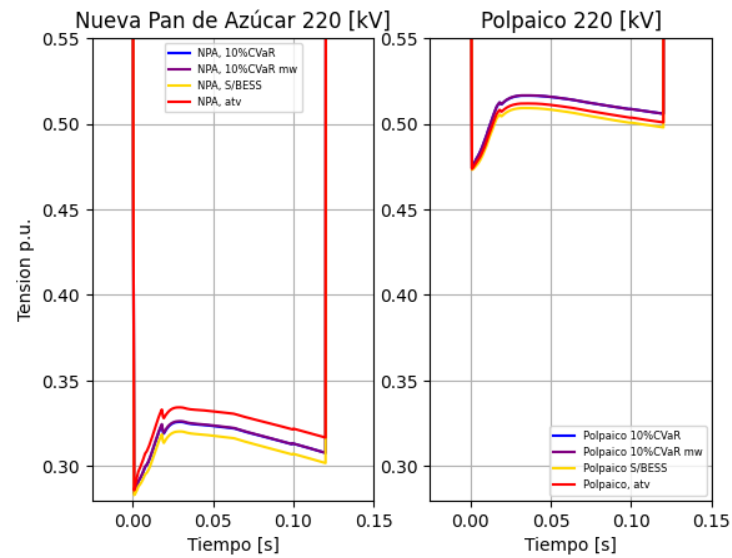


Figura 4.40. Tensión Polpaico y Nueva Pan de Azúcar

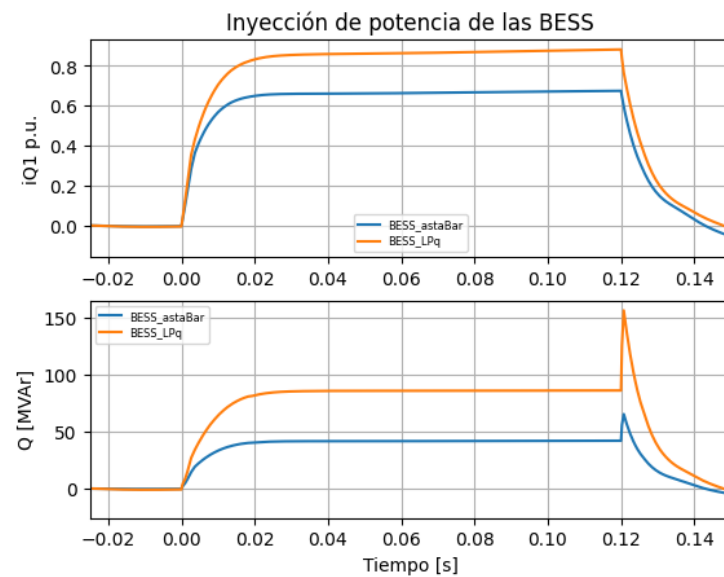


Figura 4.41. Inyección de potencia de BESS en Los Piquenes y aStaBar de Rapel

4.3.4.d. Método estadístico: CS en servicio

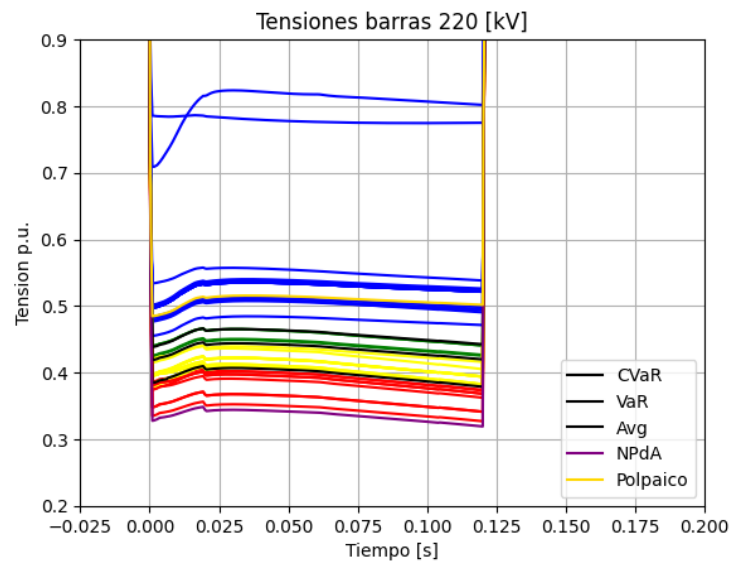


Figura 4.42. Jerarquización estadística sin módulos BESS instalados

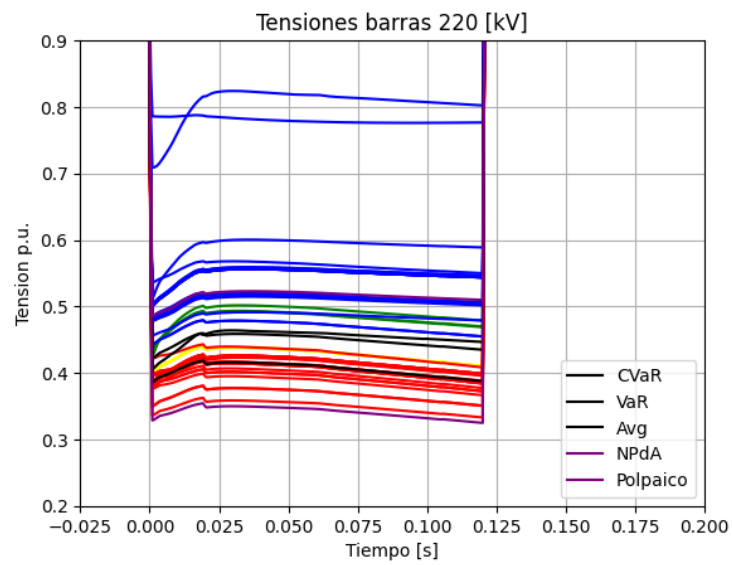


Figura 4.43. Jerarquización estadística con módulos BESS instalados

4.3.4.e. Jerarquía barras candidatas

Tabla 4.12

JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS EN SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	8	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, PE Talinay Oriente, Don Goyo, FV Punta del Viento, Punta Colorada	22	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, PE Talinay Oriente, MR-1 y 2, La Cebada, El Pelicano, La Huella, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada, Agua Amarga, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra
Entre VaR y CVaR	20	Los Piuquenes, Punta Palmeras, Canela I y II, El Pelicano, Totoral, Las Palmas, La Huella, MR-1 y 2, La Cebada, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Hector, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, Agua Amarga	5	Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas
Bajo la Media	4	Mauro, Los Espinos, Los Pelambres, Los Vilos	3	Los Piuquenes, Mauro, Los Pelambres
Sobre la Media	18	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2	20	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, Los Vilos, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2

4.3.4.f. Método estadístico: CS Ana María e Illapa fuera de servicio

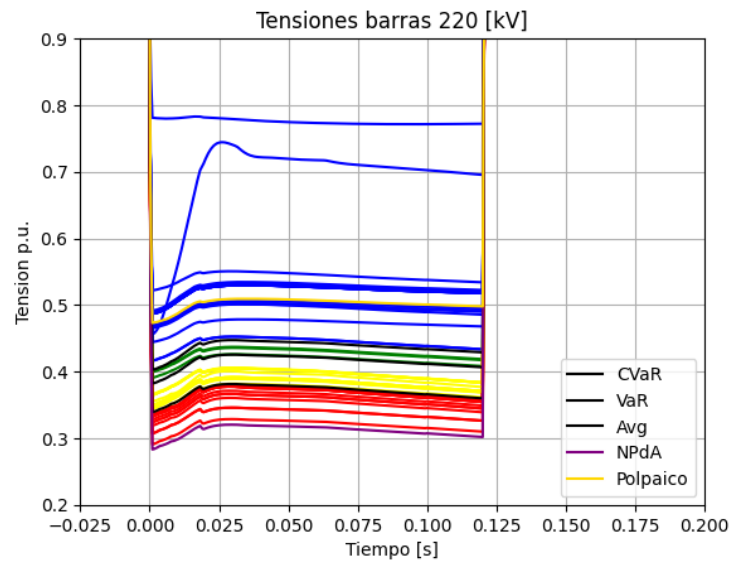


Figura 4.44. Jerarquización estadística sin módulos BESS instalados

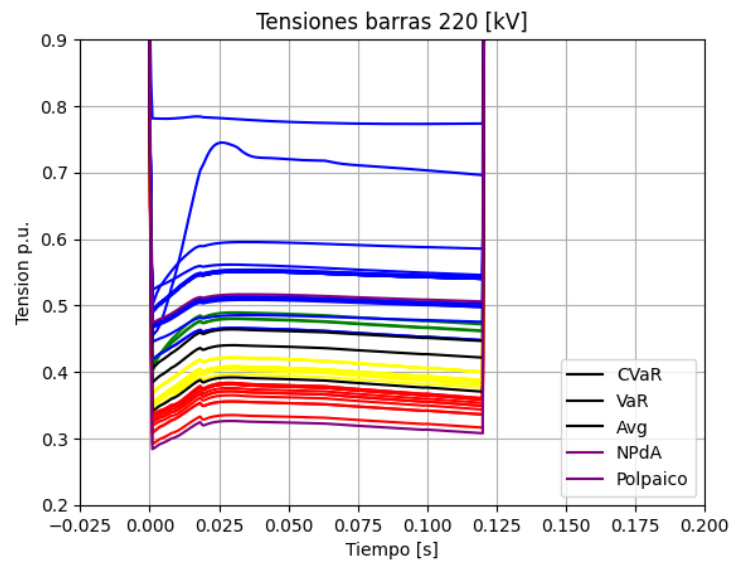


Figura 4.45. Jerarquización estadística con módulos BESS instalados

4.3.4.g. Jerarquía barras candidatas

Tabla 4.13
JERARQUIZACIÓN DE BARRAS CANDIDATAS CON LOS CS FUERA DE SERVICIO

	Sin BESS		Con BESS	
	Cantidad	Barras	Cantidad	Barras
Bajo CVaR	13	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, El Pelicano, La Huella, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada	13	La Mesa, PE San Juan, MCA B1, El Arrayán, El Pelicano, La Huella, El Romero, El Romero virtual, Nuevo Futuro, Don Héctor, Don Goyo, PE Punta del Viento, Punta Colorada
Entre VaR y CVaR	14	PE Talinay Oriente, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga	14	PE Talinay Oriente, Punta Palmeras, PE Canela I y II, Central Totoral, Las Palmas, MR-1 y 2, La Cebada, FV Punta Sierra, PE Punta Sierra, Punta Sierra, J2 Agua Amarga
Bajo la Media	3	Los Piuquenes, Mauro, Los Pelambres	3	Los Piuquenes, Mauro, Los Pelambres
Sobre la Media	20	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, Los Vilos, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2	20	Aux_J2, Los Maitenes, Confluencia, Santa Filomena, Quintero, Quelentaro, PE Rapel, Los Vilos, BB2 Portezuelo, FV Alcones, Belino, Rapel, Loica J2 Rap/PMA/A y B, Loma Alta, Las Tórtolas, Doña Carmen, BB2

4.3.4.h. Tabla resumen

Tabla 4.14
TABLA RESUMEN MEJORA CAÍDA TENSIÓN

Tensión promedio Nueva Pan de Azúcar Polpaico	Condensadores Encendidos		Δ %		Condensadores Apagados		Δ %	
Barras	NPAP	P	NPA	P	NPA	P	NPA	P
Sin BESS	0.339	0.5095	-	-	0.3129	0.5027	-	-
Con BESS Media	0.351	0.5119	3.72	0.477	0.3265	0.5054	4.36	0.53
Con BESS CVaR	0.349	0.5209	2.97	2.25	0.3234	0.5138	3.36	2.21

Capítulo 5

Conclusiones

El objetivo de este trabajo es de poder determinar la ubicación y determinar también el dimensionamiento o potencia de módulos de almacenamiento de energía tomando en cuenta restricciones de estabilidad de tensión en el sistema eléctrico de Chile.

El trabajo se centra en evaluar la capacidad de los BESS para proporcionar soporte dinámico de tensión al sistema. Se utiliza un algoritmo genético para encontrar las mejores soluciones, generando descendencia basada en las soluciones óptimas de iteraciones anteriores. Los resultados se obtienen a partir de un software de simulación de sistemas eléctricos que toma al sistema eléctrico chileno en un estado crítico de estabilidad de tensión. Este estado crítico implica la desactivación de condensadores sincrónicos. Las soluciones obtenidas por el algoritmo se comprueban mediante simulaciones dinámicas en el software de simulación de sistemas eléctricos.

Dicho esto, el empleo de los módulos de almacenamiento en el sistema realiza el soporte dinámico de tensión en las barras en cuestión, ya que en el caso en dónde los condensadores sincrónicos están en servicio, ayudan a elevar la caída de tensión en las barras involucradas. Además, en el caso de convergencia crítica ayuda a que las simulaciones dinámicas converjan. Eso es gracias al empleo de una mejor función objetivo, que es el *CVaR*, que utiliza las medidas estadísticas disponibles para analizar las barras candidatas con las peores caídas de tensión del sistema, efectos que no se muestran con la media aritmética.

La convergencia del algoritmo es a pesar de utilizar una función más compleja, ya que junto a la búsqueda local, no se demora más de 100 iteraciones del algoritmo en obtener la mejor solución, la cual es mejor que al utilizar la media aritmética como función objetivo. Esta búsqueda de la mejor solución fue gracias a la utilización de ponderaciones jerárquicas los individuos, las cuales permite que las mejores soluciones, tanto con el mayor *CVaR* como la menor inversión, tengan más probabilidades de ser elegidos como padres para generar descendencia.

Este trabajo está limitado por la escala de tiempo en la que se comprobaron dinámicamente las soluciones, ya que un análisis transitorio (EMT) dada la naturaleza de los BESS puede mejorar el análisis el impacto del soporte dinámico de tensión. El trabajo también se ve limitado por como se crean nuevas soluciones, ya que mediante la jerarquización de las soluciones estas empiezan a saturar áreas de las soluciones. Esto además influye que en base a ciertos niveles de inversión que no sea el máximo no se pueda encontrar la mejor solución.

Para un futuro trabajo, es encontrar una mejor manera de obtener los pesos de tal mejorar la convergencia utilizando otro índice de riesgo como el VaR , para ver la cantidad de barras que están bajo riesgo y minimizar esta cantidad, Así el efecto de las BESS tendría un efecto más global en lo que concierne a mejorar la estabilidad de tensión del sistema. Otro trabajo futuro es mejorar la densidad de población de las soluciones del problema de optimización, ya que eventualmente ciertas zonas quedan vacías y pueden ayudar a tener mejores elecciones de soluciones para ciertos problemas. Otra solución es utilizar índices de fuera de red (SCR, ESCR, etc.) para obtener barras candidatas, ya que utilizar la potencia de cortocircuito de una barra puede ser útil, estos índices pueden entregar mejor información al problema y con ello obtener mejores soluciones.

Apéndice A

Optimización utilizando el promedio de las tensiones transitorias como función objetivo

A.1. Contingencia Polpaico 220 [kV]

A.1.1. Resultados optimización

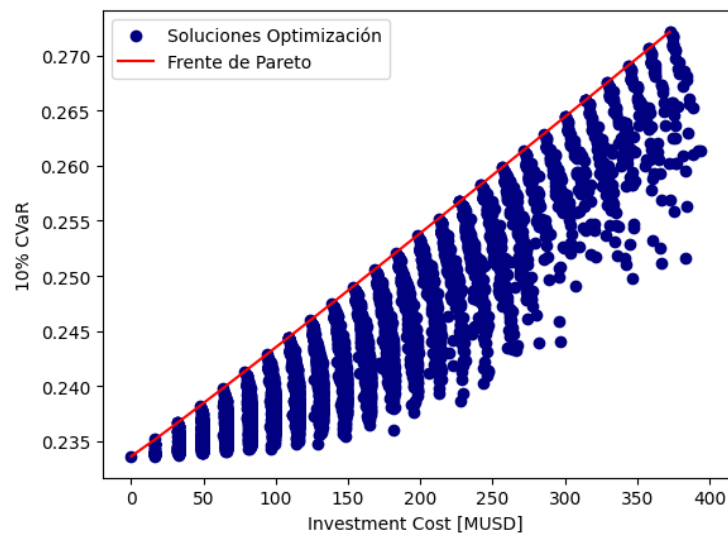


Figura A.1. Resultado optimización

A.1.2. Convergencia

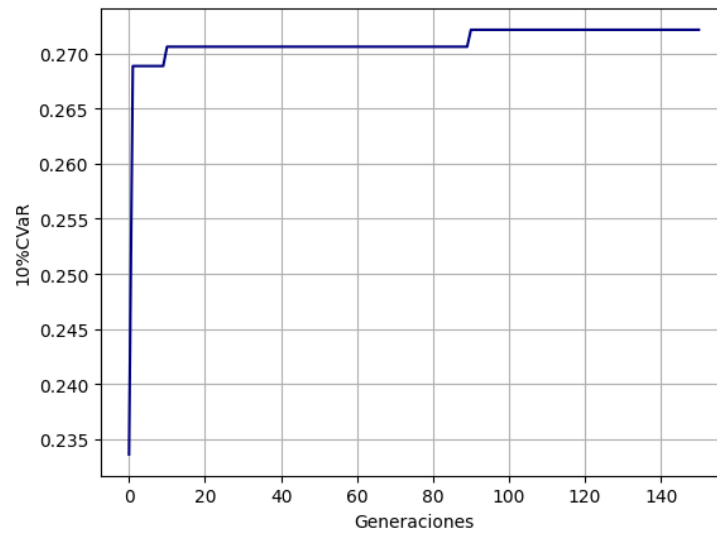


Figura A.2. Convergencia algoritmo

A.2. Contingencia Nueva Pan de Azúcar 220 [kV]

A.2.1. Resultados optimización

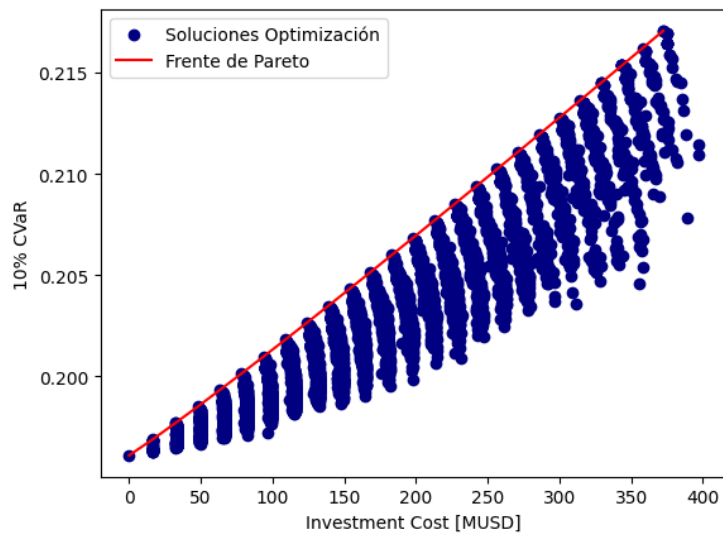


Figura A.3. Resultado optimización

A.2.2. Convergencia algoritmo

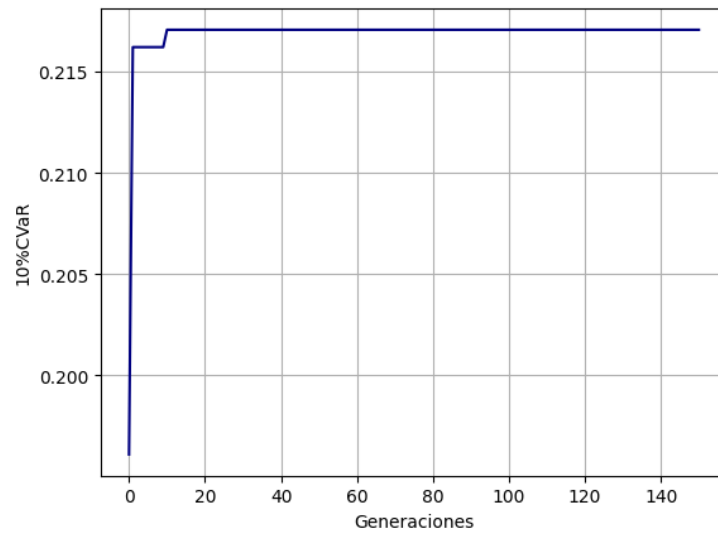


Figura A.4. Convergencia algoritmo

A.3. Contingencia múltiple Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] y Polpaico [kV]

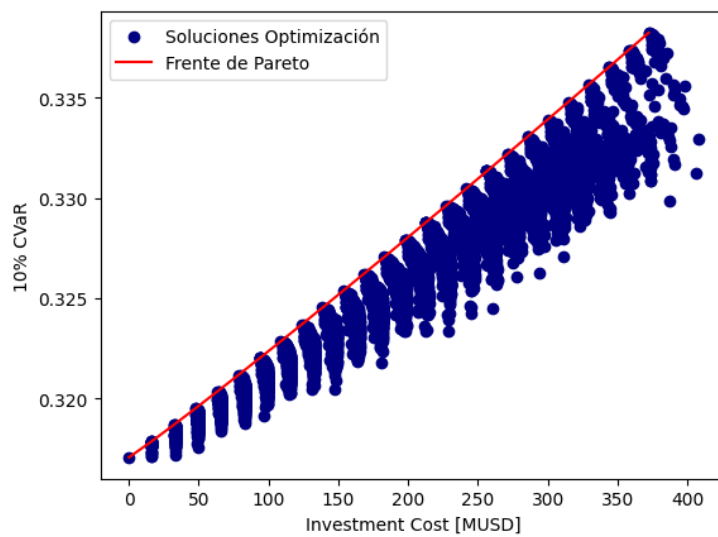


Figura A.5. Resultado optimización

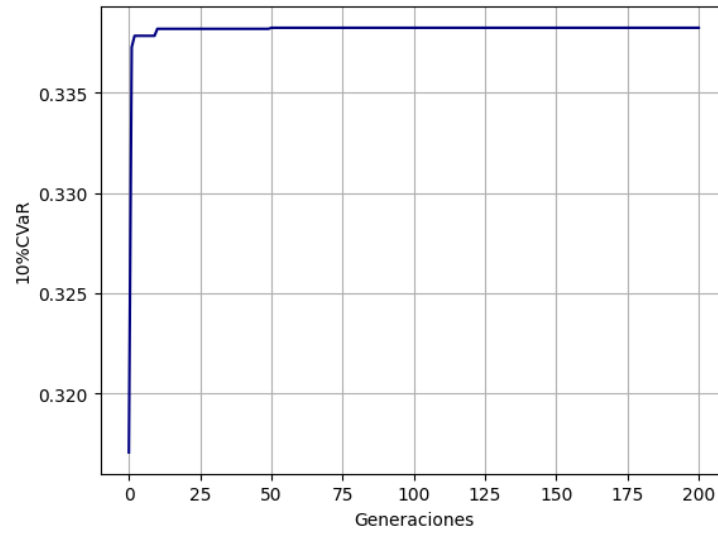


Figura A.6. *Convergencia algoritmo*

Apéndice B

Barras candidatas por contingencia

B.1. Polpaico 220 [kV], 10 %CVaR

Tabla B.1
BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR CVaR COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Barra	$1/S_{shc}$	#	Barra	$1/S_{shc}$
1	aStaBar	9.77	20	Term Desfaz 2	1.9
2	LOS MAITENES 220 kV B1	7.47	21	J2 - Alto Melipilla	1.87
3	CONFLUENCIA 220 kV B1	6.13	22	CENTRAL SANTA MARTA 220 kV B1	1.7
4	SANTA FILOMENA 220 kV B1	3.83	23	J3 - Nehuenco	1.6
5	CENTRAL QUINTERO 220 kV B1	3.58	24	J5 - Nehuenco	1.58
6	QUELENTARO 220 kV B1	3.42	25	J2 - Aconcagua	1.56
7	BELINO_POI	3.39	26	J1 - Nehuenco	1.53
8	EOLICA_VRapel220_POI	3.39	27	J4 - Nehuenco	1.5
9	BB2	3.39	28	Nueva Lampa 220(1)	1.49
10	FV___ALCONES_POI	3.39	29	CC_GNL_VSanLuis220 220 kV	1.48
11	RAPEL 220 kV B2	3.37	30	SAN LUIS 220 kV B2	1.48
12	J1 - S/E Loica	3.35	31	Tap Loma Alta	1.47
13	Rap/PMA/B	3.34	32	CENTRAL PEHUENCHE 220 kV B2	1.46
14	Rap/PMA/A	3.34	33	ENTRE RIOS 220 kV B1	1.26
15	LOMA ALTA 220 kV B1	3.12	34	POLPAICO (TRANSELEC) 220 kV B2	1.18
16	Tap Las Tortolas	2.55	35	LO AGUIRRE 220 kV B1	1.18
17	CANAL MELADO 220 kV B1	2.19	36	ALTO JAHUEL 220 kV B2	0.98
18	ALTO MELIPILLA 220 kV B1	1.91	37	J - Los Cóndores	0.97
19	Term Desfaz 1	1.9	38	ANCOA 220 kV B2	0.97

B.2. Polpaico 220 [kV], promedio

Tabla B.2

BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR MEDIA ARITMÉTICA COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Nombre	$1/S_{shc}$	#	Nombre	$1/S_{shc}$
1	Aux_J2	9.77	20	Term Desfaz 2	1.9
2	LOS MAITENES 220 kV B1	7.47	21	J2	1.87
3	CONFLUENCIA 220 kV B1	6.13	22	CENTRAL SANTA MARTA 220 kV B1	1.7
4	SANTA FILOMENA 220 kV B1	3.83	23	J3 - Nehuenco	1.6
5	CENTRAL QUINTERO 220 kV B1	3.58	24	J5 - Nehuenco	1.58
6	QUELENTARO 220 kV B1	3.42	25	J2 - Rio Aconcagua	1.56
7	BB1	3.39	26	J2 - Nehuenco	1.53
8	BELINO_POI	3.39	27	J4 - Nehuecno	1.5
9	FV__ALCONES_POI	3.39	28	Nueva Lampa 220(1)	1.49
10	EOLICA_VRapel220_POI	3.39	29	CC_GNL_VSanLuis220 220 kV	1.48
11	RAPEL 220 kV B1	3.37	30	SAN LUIS 220 kV B1	1.48
12	J2 - Loica	3.35	31	Tap Loma Alta	1.47
13	Rap/PMA/A	3.34	32	CENTRAL PEHUENCHE 220 kV B1	1.46
14	Rap/PMA/B	3.34	33	ENTRE RIOS 220 kV B2	1.26
15	LOMA ALTA 220 kV B1	3.12	34	POLPAICO (TRANSELEC) 220 kV B1	1.18
16	Tap Las Tortolas	2.55	35	LO AGUIRRE 220 kV B1	1.18
17	CANAL MELADO 220 kV B1	2.19	36	ALTO JAHUEL 220 kV B1	0.98
18	ALTO MELIPILLA 220 kV B1	1.91	37	ANCOA 220 kV B2	0.97
19	Term Desfaz 1	1.9	38	J	0.97

B.3. Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], 10 %CVaR

Tabla B.3
BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR CVaR COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Barra	$1/S_{shc}$	#	Barra	$1/S_{shc}$
1	La Mesa 220 kV	10.41	21	El Romero 220 kV	2.08
2	CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220(1)	6.97	22	El Romero term_virtual	2.08
3	LOS PIUQUENES 220 kV B1	4.13	23	SOLAR_FVPuntaSierra220_POI	1.99
4	B1 - MCA	3.72	24	EOLICA_IPuntaSierra220_POI	1.99
5	S/E El Arrayán 220 kV	3.5	25	Nuevo Futuro_POI	1.99
6	MAURO 220 kV B1	3.07	26	DON HECTOR 220 kV B1	1.98
7	Central Espinos 220 kV B1	3.03	27	Punta Sierra 220kV	1.97
8	J2 - Los Pelambres	2.99	28	PUNTA SIERRA 220 kV B1	1.97
9	CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	2.92	29	J1 - Agua Amarga	1.89
10	PE Punta Palmeras 220 kV B1	2.64	30	DOÑA CARMEN 220 kV B1	1.88
11	LOS VILOS 220 kV B1	2.59	31	BB1 - One and a Half Busbar (A)	1.86
12	Central Canela II B1 220 kV	2.46	32	DON GOYO 220 kV B1	1.81
13	Central Canela I 220 kV	2.44	33	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1.65
14	El Pelicano 220 kV B1	2.34	34	PUNTA COLORADA 220 kV B1	1.63
15	Central Totoral 220 kV	2.26	35	Aux J3	1.6
16	LAS PALMAS 220 kV BP1	2.25	36	PAN DE AZUCAR 220 kV B2	1.54
17	Tap MR-2	2.2	37	SOLAR_FVNogales220_POI	1.27
18	Tap MR-1 220 kV	2.2	38	NOGALES 220 kV B1	1.26
19	CENTRAL LA CEBADA 220 kV B1	2.18	39	QUILLOTA 220 kV B2	1.08
20	PFV La Huella 220 kV	2.16			

B.4. Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], promedio

Tabla B.4

BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR MEDIA ARITMÉTICA COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Nombre	$1/S_{shc}$	#	Nombre	$1/S_{shc}$
1	La Mesa 220 kV	10.06	1	El Romero 220 kV	2.16
2	CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220(1)	6.79	2	El Romero term_virtual	2.16
3	LOS PIUQUENES 220 kV B1	4	3	Nuevo Futuro_POI	2.08
4	B1	3.69	4	DON HECTOR 220 kV B2	2.07
5	S/E El Arrayán 220 kV	3.47	5	SOLAR_FVPuntaSierra220_POI	2.01
6	MAURO 220 kV B1	3	6	EOLICA_IPuntaSierra220_POI	2.01
7	Central Espinos 220 kV B1	2.95	7	PUNTA SIERRA 220 kV B2	2
8	J2	2.93	8	Punta Sierra 220kV	2
9	CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	2.9	9	J2	2
10	PE Punta Palmeras 220 kV B1	2.62	10	DON GOYO 220 kV B1	1.87
11	LOS VILOS 220 kV B1	2.54	11	DOÑA CARMEN 220 kV B1	1.84
12	Central Canela II B1 220 kV	2.45	12	BB1	1.82
13	Central Canela I 220 kV	2.43	13	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1.75
14	El Pelicano 220 kV B1	2.4	14	PUNTA COLORADA 220 kV B1	1.73
15	Central Totoral 220 kV	2.26	15	Aux J3	1.68
16	LAS PALMAS 220 kV BP1	2.25	16	PAN DE AZUCAR 220 kV B2	1.63
17	PFV La Huella 220 kV	2.23	17	SOLAR_FVNogales220_POI	1.26
18	Tap MR-1 220 kV	2.22	18	NOGALES 220 kV B2	1.24
19	Tap MR-2	2.22	19	QUILLOTA 220 kV B1	1.08
20	CENTRAL LA CEBADA 220 kV B1	2.2			

B.5. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], 10 % CVaR

Tabla B.5

BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR CVaR COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Barra	$1/S_{shc}$	#	Barra	$1/S_{shc}$
1	La Mesa 220 kV	5.73	26	Central Canela II B1 220 kV	1.4
2	Aux_J2 - Central Rapel	4.2	27	Central Canela I 220 kV	1.39
3	CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220(1)	3.87	28	El Pelicano 220 kV B1	1.37
4	LOS MAITENES 220 kV B1	3.21	29	LOMA ALTA 220 kV B1	1.34
5	CONFLUENCIA 220 kV B1	2.63	30	Central Totoral 220 kV	1.29
6	LOS PIUQUENES 220 kV B1	2.28	31	LAS PALMAS 220 kV BP1	1.28
7	B1 - MCA	2.1	32	PFV La Huella 220 kV	1.27
8	S/E El Arrayán 220 kV	1.98	33	Tap MR-2	1.26
9	MAURO 220 kV B1	1.71	34	Tap MR-1 220 kV	1.26
10	Central Espinos 220 kV B1	1.68	35	CENTRAL LA CEBADA 220 kV B2	1.25
11	J2 - Los Pelambres	1.67	36	El Romero 220 kV	1.23
12	CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	1.65	37	El Romero term_virtual	1.23
13	SANTA FILOMENA 220 kV B1	1.65	38	Nuevo Futuro_POI	1.19
14	CENTRAL QUINTERO 220 kV B1	1.54	39	DON HECTOR 220 kV B2	1.18
15	PE Punta Palmeras 220 kV B1	1.49	40	EOLICA_IPuntaSierra220_POI	1.15
16	QUELENTARO 220 kV B1	1.47	41	SOLAR_FVPuntaSierra220_POI	1.15
17	EOLICA_VRapel220_POI	1.46	42	J2 - Agua Amarga	1.14
18	BB2	1.46	43	Punta Sierra 220kV	1.14
19	FV__ALCONES_POI	1.46	44	PUNTA SIERRA 220 kV B2	1.14
20	BELINO_POI	1.46	45	Tap Las Tortolas	1.09
21	RAPEL 220 kV B2	1.45	46	DON GOYO 220 kV B1	1.07
22	LOS VILOS 220 kV B2	1.45	47	DOÑA CARMEN 220 kV B1	1.05
23	J2 - Secc Loica	1.44	48	BB2 - One and a Half Busbar (A)	1.04
24	Rap/PMA/A	1.43	49	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1
25	Rap/PMA/B	1.43	50	PUNTA COLORADA 220 kV B1	0.99

B.6. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV], promedio

Tabla B.6

BARRAS CANDIDATAS AL UTILIZAR LA MEDIA ARITMÉTICA COMO FUNCIÓN OBJETIVO

#	Nombre	1/S_shc	#	Nombre	1/S_shc
1	La Mesa 220 kV	5.73	26	Central Canela II B1 220 kV	1.4
2	aStaBar	4.2	27	Central Canela I 220 kV	1.39
3	CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220(1)	3.87	28	El Pelicano 220 kV B1	1.37
4	LOS MAITENES 220 kV B1	3.21	29	LOMA ALTA 220 kV B1	1.34
5	CONFLUENCIA 220 kV B1	2.63	30	Central Totoral 220 kV	1.29
6	LOS PIUQUENES 220 kV B1	2.28	31	LAS PALMAS 220 kV BP2	1.28
7	B1	2.1	32	PFV La Huella 220 kV	1.27
8	S/E El Arrayán 220 kV	1.98	33	Tap MR-1 220 kV	1.26
9	MAURO 220 kV B1	1.71	34	Tap MR-2	1.26
10	Central Espinos 220 kV B1	1.68	35	CENTRAL LA CEBADA 220 kV B1	1.25
11	J1	1.67	36	El Romero 220 kV	1.23
12	CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	1.65	37	El Romero term_virtual	1.23
13	SANTA FILOMENA 220 kV B1	1.65	38	Nuevo Futuro_POI	1.19
14	CENTRAL QUINTERO 220 kV B1	1.54	39	DON HECTOR 220 kV B1	1.18
15	PE Punta Palmeras 220 kV B1	1.49	40	SOLAR_FVPuntaSierra220_POI	1.15
16	QUELENTARO 220 kV B1	1.47	41	EOLICA_IPuntaSierra220_POI	1.15
17	BB2	1.46	42	J1	1.14
18	EOLICA_VRapel220_POI	1.46	43	Punta Sierra 220kV	1.14
19	FV__ALCONES_POI	1.46	44	PUNTA SIERRA 220 kV B1	1.14
20	BELINO_POI	1.46	45	Tap Las Tortolas	1.09
21	LOS VILOS 220 kV B2	1.45	46	DON GOYO 220 kV B1	1.07
22	RAPEL 220 kV B2	1.45	47	DOÑA CARMEN 220 kV B1	1.05
23	J2	1.44	48	BB1	1.04
24	Rap/PMA/A	1.43	49	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1
25	Rap/PMA/B	1.43	50	PUNTA COLORADA 220 kV B2	0.99

B.7. Polpaico 220 [kV] - Nueva Pan de Azúcar 220 [kV] - pesos modificados

Tabla B.7

BARRAS CANDIDATAS CON PESOS DE CONTINGENCIA MODIFICADOS

#	Nombre	1/S_shc	#	Nombre	1/S_shc
1	La Mesa 220 kV	5.73	26	Central Canela II B1 220 kV	1.4
2	aStaBar	4.2	27	Central Canela I 220 kV	1.39
3	CENTRAL PARQUE EOLICO SAN JUAN 220(1)	3.87	28	El Pelicano 220 kV B1	1.37
4	LOS MAITENES 220 kV B1	3.21	29	LOMA ALTA 220 kV B1	1.34
5	CONFLUENCIA 220 kV B1	2.63	30	Central Totoral 220 kV	1.29
6	LOS PIUQUENES 220 kV B1	2.28	31	LAS PALMAS 220 kV BP1	1.28
7	B1	2.1	32	PFV La Huella 220 kV	1.27
8	S/E El Arrayán 220 kV	1.98	33	Tap MR-1 220 kV	1.26
9	MAURO 220 kV B1	1.71	34	Tap MR-2	1.26
10	Central Espinos 220 kV B1	1.68	35	CENTRAL LA CEBADA 220 kV B2	1.25
11	J2	1.67	36	El Romero term_virtual	1.23
12	SANTA FILOMENA 220 kV B1	1.65	37	El Romero 220 kV	1.23
13	CENTRAL TALINAY ORIENTE 220 kV B1	1.65	38	Nuevo Futuro_POI	1.19
14	CENTRAL QUINTERO 220 kV B1	1.54	39	DON HECTOR 220 kV B2	1.18
15	PE Punta Palmeras 220 kV B1	1.49	40	SOLAR_FVPuntaSierra220_POI	1.15
16	QUELENTARO 220 kV B1	1.47	41	EOLICA_IPuntaSierra220_POI	1.15
17	BELINO_POI	1.46	42	J1	1.14
18	FV___ALCONES_POI	1.46	43	PUNTA SIERRA 220 kV B1	1.14
19	BB1	1.46	44	Punta Sierra 220kV	1.14
20	EOLICA_VRapel220_POI	1.46	45	Tap Las Tortolas	1.09
21	LOS VILOS 220 kV B1	1.45	46	DON GOYO 220 kV B1	1.07
22	RAPEL 220 kV B1	1.45	47	DOÑA CARMEN 220 kV B1	1.05
23	J1	1.44	48	BB1	1.04
24	Rap/PMA/B	1.43	49	FV_PUNTA_DEL_VIENTO_POI	1
25	Rap/PMA/A	1.43	50	PUNTA COLORADA 220 kV B2	0.99

Apéndice C

Métodos de cálculo

Medición de tensión transitoria: Método *Complete*

Tomado de [34], el método *Complete* es método de superposición (Fig. C.3) para el análisis de cortocircuitos.

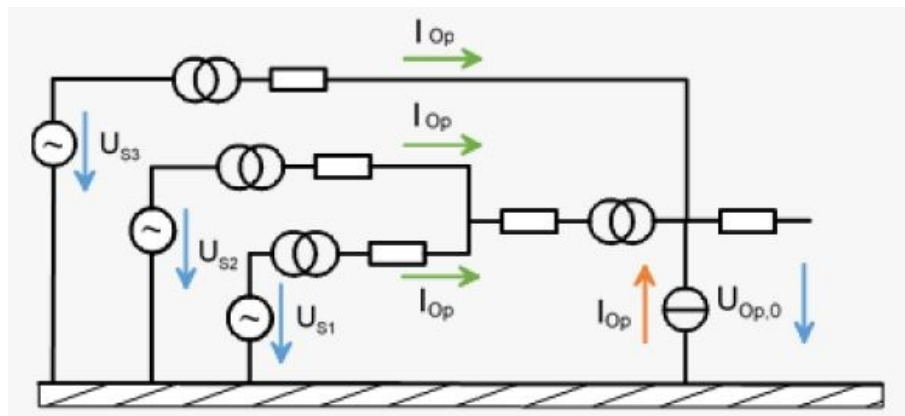


Figura C.1. Cálculo de valores previo al cortocircuito

Los resultados se determinan mediante la superposición de un conjunto de resultados de flujo de potencia del sistema previo al evento de cortocircuito con un conjunto de valores representando el sistema al ocurrir la contingencia (Fig. C.1). El cálculo del flujo de potencia considera las condiciones de excitación de los generadores, las posiciones de *tap* de los transformadores y el estado de conexión de la red de acuerdo a las opciones de control asociados al cálculo del flujo de potencia.

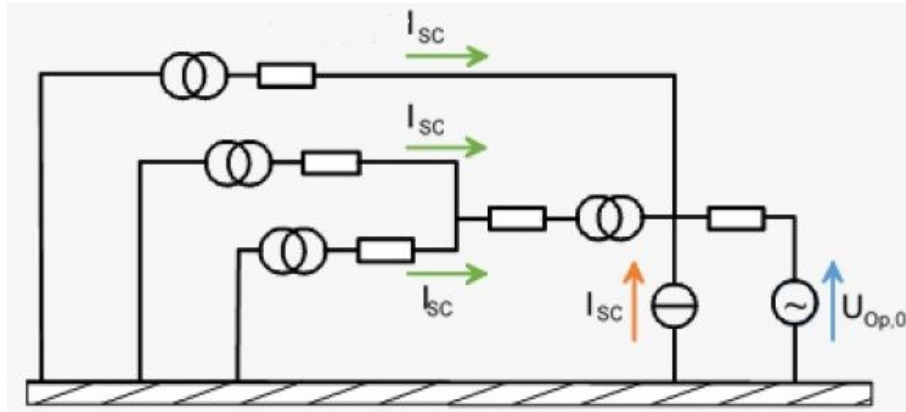


Figura C.2. *Cálculo de valores en falla*

En el estado de falla de la red, todas las fuentes de tensión de red están cortocircuitadas mientras se añade una fuente de tensión conectada en la ubicación de la falla, inyectando un valor de tensión de igual magnitud y de polaridad invertida que la tensión en esta ubicación, determinada en el cálculo de flujo de potencia (Fig. C.2).

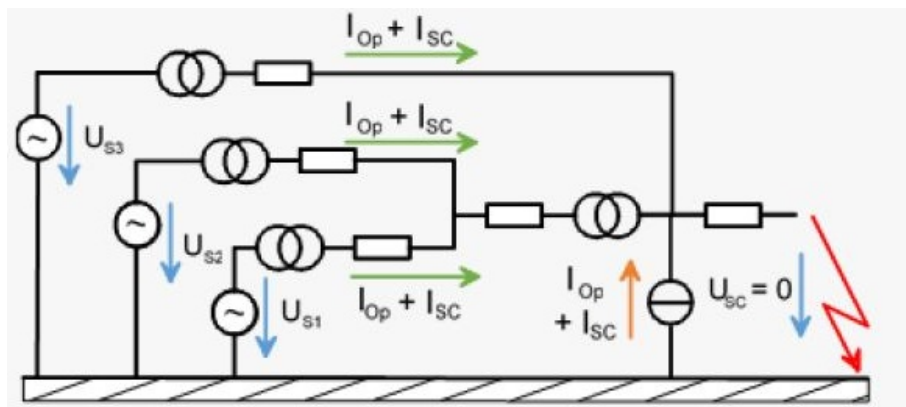


Figura C.3. *Resultado método complete*

Apéndice D

Definiciones de componentes de una instalación BESS

Costo de componentes de instalación de BESS

Bloque de almacenamiento

Contiene los costos de la mayoría de elementos de almacenamiento en DC. El costo es comparable en un kit convertidor a un EV Incluye:

- Módulo de batería
- Rack
- Sistema de manejo de la batería

Balance del sistema de almacenamiento

Incluye el costo de los componentes de soporte del bloque de almacenamiento. Contiene:

- Container
- Cableado
- Switchgear
- Ventilación

Equipos de potencia

Este es el sistema de conversión de potencia de las baterías. Incluye:

- Inversor bidireccional
- convertidor DC-DC
- Protección de aislación
- Interruptores de AC
- Relés
- Interfaz del sistema de comunicación, junto al *software*

Controles y Telecomunicaciones

Ítem que contiene el sistema de administración de energía para el sistema de almacenamiento, además de ser los responsables de su operación. El costo puede ser escalable respecto a la potencia y duración.

Integración de sistemas

Es el costo del integrador del sistema en convertirlo en un sistema funcional

Ingeniería, evaluación y construcción

Incluye costos no previstos en las etapas de ingeniería y construcción

Desarrollo del proyecto

Costos asociados a los permisos, acuerdos de interconexión, control de sitio y financiamiento

Integración en la red

Costo asociado en conectar el sistema de batería a la red, incluyendo el costo del transformador, sistemas de medición y interruptores de aislación. La cantidad de interruptores depende de la envergadura del proyecto.

Bibliografía

- [1] S.-H. Huang, J. Schmall, J. Conto, J. Adams, Y. Zhang, and C. Carter, “Voltage control challenges on weak grids with high penetration of wind generation: Ercot experience,” in *2012 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, 2012, pp. 1–7.
- [2] W. G. B4.62, “Connection of wind farms to weak ac networks,” CIGRE, Tech. Rep., 2016.
- [3] Z. Wang, H. Xu, and Z. Li, “Small-signal impedance modeling and stability analysis of bdfg tied into weak power grid,” in *2021 IEEE 4th International Electrical and Energy Conference (CIEEC)*, 2021, pp. 1–6.
- [4] Y. Zhang, Y. Xu, Z. Y. Dong, and R. Zhang, “A hierarchical self-adaptive data-analytics method for real-time power system short-term voltage stability assessment,” *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 15, no. 1, pp. 74–84, 2019.
- [5] J. Schmall, S.-H. Huang, Y. Li, J. Billo, J. Conto, and Y. Zhang, “Voltage stability of large-scale wind plants integrated in weak networks: An ercot case study,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 2015, pp. 1–5.
- [6] E. Potamianakis and C. Vournas, “Short-term voltage instability: effects on synchronous and induction machines,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 791–798, 2006.
- [7] T. Van Cutsem and C. Vournas, *Voltage stability of electric power systems*. Springer, 2007.
- [8] NERC, “Integrating inverter-based resources into weak power systems,” 2017.
- [9] V. Fulber-Garcia. (2022) Elitism in evolutionary algorithms. [Online]. Available: <https://www.baeldung.com/cs/elitism-in-evolutionary-algorithms>
- [10] S. Sarykalin, G. Serraino, and S. Uryasev, *Value-at-Risk vs. Conditional Value-at-Risk in Risk Management and Optimization*, ch. Chapter 13, pp. 270–294. [Online]. Available: <https://pubsonline.informs.org/doi/abs/10.1287/educ.1080.0052>
- [11] U. D. of Energy, “2020 grid energy storage technology cost and performance assessment,” p. 15, 2022. [Online]. Available: <https://www.pnnl.gov/sites/default/files/media/file/Final%20-%20ESGC%20Cost%20Performance%20Report%2012-11-2020.pdf>
- [12] C. N. de Energía, “Capacidad instalada generación,” 2023.

- [13] Lazard, “Lazard’s leveled cost of energy analysis - version 15.0,” p. 9, 2022. [Online]. Available: <https://www.lazard.com/media/sptlfats/lazards-levelized-cost-of-energy-version-150-vf.pdf>
- [14] M. de Energía, “Política energética nacional 2050,” p. 17, 2022. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pen_2050_-_actualizado_marzo_2022_0.pdf
- [15] M. de Energía, “Informe preeliminar 2023-2027,” p. 49, 2021. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/documentos/pelp2023-2027_informe_preeliminar.pdf
- [16] M. de Energía, “Mesa de retiro y/o reconversión de unidades a carbón. presentación ministerio, sesión 1,” p. 14, 2018. [Online]. Available: https://energia.gob.cl/sites/default/files/20180611_presentacion_ministerio-sesion_1.pdf
- [17] N. Cifuentes, C. Rahmann, F. Valencia, and R. Alvarez, “Network allocation of bess with voltage support capability for improving the stability of power systems,” *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 13, no. 6, pp. 939–949, 2019. [Online]. Available: <https://ietresearch.onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1049/iet-gtd.2018.6265>
- [18] K. Kawabe and A. Yokoyama, “Study on short-term voltage stability improvement using batteries on extra-high voltage network,” pp. 1–3, 2013.
- [19] S. Tripathy, Q. Deng, D. Tylavsky, T. Stowers, and R. Hess, “Establishing the stacked value of battery energy storage in electric power systems,” pp. 1–6, 2018.
- [20] Hatziargyriou, Nikos and Milanovic, Jovica and Rahmann, Claudia and Ajjarapu, Venkataramana and Canizares, Claudio and Erlich, Istvan and Hill, David and Hiskens, Ian and Kamwa, Innocent and Pal, Bikash and Pourbeik, Pouyan and Sanchez-Gasca, Juan and Stankovic, Aleksandar and Van Cutsem, Thierry and Vittal, Vijay and Vournas, Costas, “Definition and classification of power system stability – revisited extended,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 36, no. 4, pp. 3271–3281, 2021.
- [21] AEMO, “System strength explained,” p. 5, 2020. [Online]. Available: <https://aemo.com.au/-/media/files/electricity/nem/system-strength-explained.pdf>
- [22] M. G. Dozein, P. Mancarella, T. K. Saha, and R. Yan, “System strength and weak grids: Fundamentals, challenges, and mitigation strategies,” in *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, 2018, pp. 1–7.
- [23] R. J. Bravo, R. Yinger, and P. Arons, “Fault induced delayed voltage recovery (fidvr) indicators,” in *2014 IEEE PES TD Conference and Exposition*, 2014, pp. 1–5.
- [24] E. Rebollo, F. R. Blázquez, F. Blázquez, and C. A. Platero, “Avr adjustment of synchronous generators in weak grids under faulty conditions,” in *2013 13th International Conference on Environment and Electrical Engineering (EEEIC)*, 2013, pp. 120–125.
- [25] A. Singh, V. Debusschere, and N. Hadjsaid, “Slow-interaction converter-driven stability in the distribution grid: Small signal stability analysis using rms models,” pp. 1–5, 2022.

- [26] C. D. Vournas and E. G. Potamianakis, “Induction machine short-term voltage stability and protection measures,” pp. 993–998, 2006.
- [27] B. Nomikos and C. Vournas, “Investigation of induction machine contribution to power system oscillations,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 20, no. 2, pp. 916–925, 2005.
- [28] C. Vournas and E. Potamianakis, “Investigation of short-term voltage stability problems and countermeasures,” in *IEEE PES Power Systems Conference and Exposition, 2004.*, 2004, pp. 385–391 vol.1.
- [29] Z. Lv, B. Wang, Q. Guo, and H. Sun, “Hvdc recovery dynamics based short-term voltage stability optimization of receiving-end grid,” in *2022 IEEE 6th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI2)*, 2022, pp. 1488–1493.
- [30] A. Kanchanaharuthai, V. Chankong, and K. A. Loparo, “Transient stability and voltage regulation in multimachine power systems vis-à-vis statcom and battery energy storage,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 30, no. 5, pp. 2404–2416, 2015.
- [31] A. Lipowski and D. Lipowska, “Roulette-wheel selection via stochastic acceptance,” *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications*, vol. 391, no. 6, pp. 2193–2196, 2012.
- [32] C. García-Martínez and M. Lozano, *Local Search Based on Genetic Algorithms*. Springer, 2008.
- [33] P. Foix, “Dimensionamiento y ubicación eficiente de baterías en el sistema eléctrico nacional considerando estabilidad de voltaje,” pp. 30 – 35, 2023.
- [34] D. GmbH, *DIgSILENT PowerFactory 2022, User Manual*, DIgSILENT GmbH.