



UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA
FACULTAD DE INGENIERÍA



Estudio del sistema eléctrico uruguayo: estado actual y proyecciones de expansión de la generación

MEMORIA DE PROYECTO PRESENTADA A LA FACULTAD DE
INGENIERÍA DE LA UNIVERSIDAD DE LA REPÚBLICA POR

Federico Bisio, Ignacio Moreno, Nicolás Romero

EN CUMPLIMIENTO PARCIAL DE LOS REQUERIMIENTOS
PARA LA FINALIZACIÓN DE LA CARRERA DE
INGENIERÍA ELÉCTRICA.

TUTOR

Mag. Ing. Ruben Chaer Universidad de la República

TRIBUNAL

Dr. Ing. Gonzalo Casaravilla Universidad de la República

Ing. Enzo Coppes Universidad de la República

Dr. Ing. Pablo Monzón Universidad de la República

Montevideo
lunes 22 septiembre, 2025

Estudio del sistema eléctrico uruguayo: estado actual y proyecciones de expansión de la generación, Federico Bisio, Ignacio Moreno, Nicolás Romero.

Esta tesis fue preparada en L^AT_EX usando la clase iietesis (v1.2).
Contiene un total de 125 páginas.
Compilada el lunes 22 septiembre, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>

”Promediando y Anillando todo se soluciona”

EL GRUPO

”Simulamos no para tener razón, sino para equivocarnos antes y más barato.”

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Agradecimientos

Agradecemos a nuestras familias por el apoyo durante esta etapa.

A Ruben Chaer por su propuesta, dedicación y compromiso con este proyecto.

A los compañeros de ADME y DNC UTE por el apoyo y sus respuestas a nuestras consultas, en particular a Enzo Coppes.

La Facultad de Ingeniería, a compañeros y profesores, por formarnos durante estos años.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Resumen

Este proyecto tiene como objetivo principal la búsqueda de un plan de expansión de generación renovable teniendo en cuenta las restricciones de la red de Trasmisión existente. Para la evaluación de estas restricciones se crea una herramienta que permite medir el desempeño de un despacho eléctrico en la red. A esta herramienta se le denomina índice de estrés.

El índice de estrés se construirá a partir de una serie de variables del sistema incluyendo tensiones, capacidad de transmisión de líneas y transformadores.

El resultado final es una metodología para simular y optimizar planes de expansión de generadores, minimizando el costo de abastecimiento de la demanda y las violaciones de restricciones de la red. Se presentan las mejores soluciones obtenidas.

Adicionalmente haciendo uso de estas herramientas, se proponen posibles ampliaciones a la red de Trasmisión con el fin de mejorar las condiciones de operación durante contingencias simples.

El proyecto abarca la simulación computacional de sistemas eléctricos de potencia, todo el software desarrollado fue programado en lenguaje Pascal, integrándose en los fuentes ya existentes también desarrollados en Pascal de programas de simulación que son ampliamente utilizados en Uruguay para la planificación y explotación del sistema eléctrico. Todos los datos utilizados y los resultados pueden estar disponibles públicamente.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Tabla de contenidos

Agradecimientos	III
Resumen	V
1. Introducción	1
2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema	3
2.1. Despacho óptimo	3
2.1.1. SimSEE	4
2.1.2. Preferencia sobre otras herramientas	7
2.2. Flujo de Cargas	7
2.2.1. Formulación del problema	8
2.2.2. Métodos de Resolución	10
2.2.3. Ajuste de limites y elementos reguladores	15
2.3. OddFace	17
2.3.1. OddFace PIG	19
2.3.2. Creación de un nuevo problema: Oddface PIGRed	19
2.4. Modelado del sistema	19
2.4.1. Red de Trasmisión	19
2.4.2. Barras	22
2.4.3. Demanda	22
2.4.4. Generadores de falla	23
2.4.5. Excedentes	23
2.4.6. Generadores	24
2.4.7. Intercambio internacional	24
3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis	25
3.1. Criterios a utilizar	25
3.1.1. Rangos de tensión admisible	25
3.1.2. Capacidad de Trasmisión en Líneas y Transformadores	27
3.1.3. Otras variables de interés	28
3.1.4. Potencia de Cortocircuito	29
3.1.5. Criterio N-1	33
3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023	35
3.2.1. Conexión con SimSEE	35

Tabla de contenidos

3.2.2.	Distribución de la demanda	35
3.2.3.	Tratamiento de las pérdidas	36
3.2.4.	Ejecutable final	36
3.2.5.	Resultados de la simulación 2023	37
4.	Elección de Criterios Geográficos para la ubicación de nueva generación	45
4.1.	Generadores Eólicos	46
4.2.	Generadores Fotovoltaicos	48
4.3.	Generadores Biomasa	50
4.4.	Tecnologías Finales	50
5.	Evaluación de planes de Expansión	51
5.1.	Introducción	51
5.2.	Ubicación de Generadores	51
5.2.1.	Aleatorio	52
5.2.2.	Por Potencia de Cortocircuito	52
5.2.3.	Iterativo PTDF	52
5.2.4.	Optimización lineal	54
5.2.5.	Evaluación de los métodos	55
5.3.	Evaluación de un individuo	56
5.4.	Resultados	57
5.4.1.	Evolución de los costos	57
5.4.2.	Evolución de las Penalizaciones	61
5.4.3.	Mejores Individuos	63
5.5.	Uso del problema OddFace PIGRed	68
5.5.1.	Definición de las tecnologías	68
5.5.2.	Lectura del modelo de red	69
5.5.3.	Lectura de los resultados de simulación del individuo	70
5.5.4.	Otros archivos a leer	70
5.5.5.	Modos de clasificación de individuos	70
5.5.6.	Consultas a la BDP	71
5.5.7.	Posibles mejoras para la metodología desarrollada	71
6.	Análisis de la Red de Trasmisión	73
6.1.	Elección de los casos mas críticos	73
6.2.	Análisis de los casos más críticos	76
6.2.1.	Zona Montevideo	76
6.2.2.	Zona Este	77
6.2.3.	Zona Represas	78
6.3.	Modificaciones propuestas en la red de Trasmisión	78
7.	Conclusiones	83
A.	Rangos de reactiva de generadores	85

B. Comparación de PCC en las Barras respecto a estudios anteriores	89
C. Zonas de las Tecnologías Instaladas	91
C.1. Tecnologías Finales	91
D. Mejores Planes de Expansión	93
E. Glosario	101
E.0.1. Niveles de tensión	101
E.0.2. Tabla de Barras por Estación	101
Referencias	105
Glosario	106
Índice de tablas	107
Índice de figuras	109

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 1

Introducción

La demanda eléctrica ha experimentado un crecimiento sostenido y pronunciado desde el comienzo de la utilización de energía eléctrica, además son pocos los procesos productivos o los sectores involucrados en la creación de riqueza que no requieran el uso de la electricidad, lo cual no es sorprendente, ya que cuestiones tan básicas y esenciales como la iluminación o el funcionamiento de los electrodomésticos dependen directamente de contar con suministro eléctrico.

La planificación y la operación real de un sistema eléctrico son el resultado de una compleja cadena de toma de decisiones, que comienzan en el largo plazo (expansión de la capacidad, contratos de combustibles), continúan en el medio plazo (gestión hidroeléctrica, programación del mantenimiento de las instalaciones), se concretan en el corto plazo (acoplamiento de los grupos generadores, reservas de operación) y se materializan en la explotación real (despacho de los grupos, regulación de la frecuencia, respuesta a eventuales condiciones de emergencia).

Las decisiones de expansión y operación de un sistema eléctrico deben guiarse por consideraciones de eficiencia económica de forma que se minimice el coste de proporcionar energía eléctrica al consumidor o cliente con una calidad satisfactoria. Sin embargo, y esto es sin duda más cierto en esta industria que en cualquier otra por sus especificidades, es necesario tener presente continuamente consideraciones técnicas para asegurar la viabilidad física del suministro eléctrico.

Por el tamaño, dimensión y complejidad del problema es necesario racionalizar y organizar toda la cadena de decisiones. Esto se consigue jerarquizando en el tiempo las funciones de gestión de la expansión y de la operación. Así, las decisiones de más largo plazo, en el que pesan mucho las incertidumbres futuras, los criterios económicos y en el que es suficiente una representación aproximada del comportamiento físico del sistema, irán progresivamente alimentando la toma de decisiones a más corto plazo, en el que el detalle técnico del sistema es mucho más relevante, culminándose con la operación en tiempo real en la que es necesario contemplar en todo su detalle la dinámica milisegundo a milisegundo del sistema.

Este proyecto se enmarca en el contexto de la planificación a largo plazo del sistema eléctrico de Uruguay. En Uruguay la Administración del Mercado Eléctrico (ADME), además de ser el ente encargado de la administración del mercado mayorista de energía eléctrica (MMEE), gestiona la operación y administración

Capítulo 1. Introducción

del Despacho Nacional de Cargas (DNC). Como parte del análisis de largo plazo, ADME realiza semestralmente la Programación Estacional, cuyo objetivo es prever con suficiente anticipación los requerimientos de disponibilidad y de reserva de energía eléctrica para minimizar el riesgo de racionamiento y falta de calidad en el suministro. Adicionalmente, anualmente elabora el informe de Garantía de Suministro, cuyo propósito es asegurar a los participantes consumidores la existencia de suficiente potencia firme con disponibilidad comprometida para cubrir su requerimiento de energía en el largo plazo (hasta 8 años) [7].

Una de las hipótesis más importantes en un estudio de largo plazo como el de la Garantía de Suministro es el plan de expansión de la generación que se considere. Los planes de expansión de la generación se desarrollan mediante múltiples escenarios, evaluaciones probabilísticas y criterios de selección de alternativas, tales como la minimización de costos medios esperados, la minimización del arrepentimiento o la reducción del riesgo mediante la variación en la distribución de costos. Por esta razón, no tiene sentido evaluar en este tipo de estudios el comportamiento detallado de la operación del sistema, ya que la incertidumbre en costos es significativamente mayor que la precisión en la evaluación operativa [5].

Por otro lado la expansión de la red de transporte ha estado tradicionalmente supeditada a las necesidades de las nuevas inversiones en generación y al crecimiento de los centros de demanda. En Uruguay el encargado de desarrollar, operar y mantener la red de Trasmisión es la empresa estatal UTE.

Los criterios actuales de planificación no siempre consideran de manera detallada el impacto de las nuevas plantas sobre la red de Trasmisión. Si bien la incertidumbre en costos del desempeño de un plan de expansión a largo plazo es considerable, es relevante incluir en los criterios de planificación el impacto de las nuevas plantas sobre la red. De lo contrario pueden generarse cuellos de botella, afectaciones a la estabilidad del sistema y la necesidad de refuerzos imprevistos.

En este contexto, este proyecto busca establecer un criterio complementario que permita identificar de manera temprana estos efectos sobre la red existente al momento de proponer nuevos proyectos de generación. A través de un índice de estrés, se podrá evaluar la ubicación de nuevas plantas, minimizando los impactos negativos en la trasmisión y asegurando una integración más eficiente en la red Uruguaya.

En el capítulo siguiente se muestran las herramientas utilizadas para este estudio y los diferentes componentes del modelo del sistema eléctrico. En el capítulo 3 se desarrolla la creación de un índice de estrés y otras herramientas de análisis para el estudio a partir del modelo de la red de trasmisión y los resultados de esas herramientas para la simulación del año 2023. En el capítulo 4 se plantean las hipótesis de planes de expansión de generación a optimizar. Por último en el capítulo 5 se muestra la metodología de optimización de estos planes de expansión y los resultados obtenidos.

Capítulo 2

Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

2.1. Despacho óptimo

Simular un sistema de energía eléctrica significa crear un modelo matemático o computacional que represente el comportamiento de una red eléctrica —con sus generadores, líneas de transmisión, transformadores, cargas, etc.— para predecir cómo va a funcionar bajo diferentes condiciones. Esto supone resolver el despacho de las distintas centrales de generación que en conjunto abastecen la demanda en cada paso de tiempo, de un horizonte dado. El horizonte de tiempo a considerar depende del tipo de estudio que se esté realizando. Para los estudios de planificación de la expansión del sistema es necesario considerar horizontes de tiempo del orden de decenas de años, mientras que para la operación del sistema basta con la consideración de horizontes de tiempo que van del orden de seis meses para la planificación de mediano plazo a horizontes del orden de días para la planificación de la operación de corto plazo. Resolver el despacho óptimo de sistemas de energía eléctrica en los que participan centrales de generación térmicas y centrales hidráulicas con embalses es un problema de optimización complejo. Hay varios métodos utilizados para la resolución del problema, presentando diferentes grados de aproximación a la solución. Los modelos y métodos han ido mejorando en el tiempo con el aumento del poder de cómputo que ha sido impresionante en los últimos años. Generalmente, el planteo del problema se realiza sobre un horizonte de tiempo que se divide en etapas o pasos de tiempo. Resolver el problema de despacho óptimo significa encontrar una regla que nos permita decidir cuándo utilizar cada uno de los recursos del sistema y en qué cantidad para lograr minimizar una función de costo objetivo.

En los sistemas con una fuerte componente de generación hidráulica, la complejidad surge de la posibilidad de embalsar el agua y por lo tanto en su utilización hay que considerar no solo la reducción del costo de operación en el instante actual sino también el aumento que el uso actual del agua puede ocasionar en el futuro. Esta vinculación en el tiempo entre el presente y el futuro lleva a que el problema

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

de optimización no se pueda plantear en forma separada para cada paso de tiempo. Otra fuente de complejidad son las características estocásticas de procesos tales como los aportes hidráulicos a las represas o la demanda del sistema [3].

2.1.1. SimSEE

SimSEE (Simulación de Sistemas de Energía Eléctrica) es una herramienta de simulación desarrollada específicamente para modelar y analizar sistemas eléctricos, permitiendo la evaluación de diferentes escenarios de operación y despacho. Su capacidad de realizar simulaciones bajo incertidumbre y optimización estocástica lo convierte en una herramienta idónea para el análisis del comportamiento de generadores en redes eléctricas complejas, como la que se plantea en este proyecto de fin de carrera de ingeniería eléctrica.

SimSEE permite crear simulaciones a medida de un sistema de generación, simplemente agregando los diferentes tipos de Actores (generadores térmicos, eólicos, solares, hidráulicos, demandas, interconexiones, etc.) a una Sala de Juego (ambiente de simulación). Estos Actores se comportan en la Sala de acuerdo a su tipo.

SimSEE está 100 % programado con tecnología Orientada por los Objetos, lo que hace que sea sencilla la incorporación de nuevos modelos (tipos de Actores). Desde la creación de la plataforma se han incorporado una variedad importante de modelos en función de las necesidades de los diferentes grupos de usuarios. [12]

SimSEE fue desarrollado en la modalidad de Software Libre por el Instituto de Ingeniería Eléctrica del Uruguay. El principal objetivo fue disponer de una herramienta de uso libre con fines académicos y de investigación. Como tal, es una plataforma que agrupa un conjunto de herramientas clásicas de optimización de sistemas dinámicos estocásticos a la que se han agregado desarrollos innovadores, resultados de diferentes proyectos de investigación.

Para simular la operación óptima de un Sistema de Energía Eléctrica, SimSEE resuelve el problema de Programación Dinámica Estocástica obteniendo como resultado una Política de Operación Óptima (POO). Una política de operación indica las decisiones que debe tomar el operador para abastecer la demanda al elegir entre las tecnologías disponibles. Utilizando esta política se simulan luego diferentes realizaciones de los procesos estocásticos (crónicas o historias posibles del futuro del sistema).

A continuación se describen algunos conceptos asociados a SimSEE y a la simulación de sistemas eléctricos en general.

Sala de juego

La Sala de juego o simplemente Sala, es el ambiente donde se desarrollan las simulaciones, contiene a los demás objetos de programación que representan a los elementos del sistema eléctrico.

Actores

Son los agentes que se encargan de manejar la energía como los generadores eléctricos térmicos, eólicos, solares, hidráulicos, demandas de energía, interconexiones, etc.

Fuentes

Encargadas de generar valores numéricos que pueden ser utilizados por los actores y por otras fuentes, por ejemplo: velocidad de viento, precio de combustibles, etc.

Fuentes CEGH

Un tipo particular de fuente son las fuentes CEGH. La herramienta Análisis Serial de SimSEE, permite captar correlaciones de series temporales de datos que representen la salida de un proceso estocástico, obteniendo así un modelo de Correlaciones en Espacio Gaussiano con Histograma (CEGH) [2]. Las fuentes CEGH tienen un Modelo CEGH que les permite generar series sintéticas con el comportamiento estadístico deseado durante las simulaciones. Así es posible la representación de un proceso estocástico que permite su incorporación en el modelado de un sistema dinámico. Los actores Eólicos de las salas utilizadas en este proyecto están conectados a una fuente CEGH que les proporciona las velocidades del viento. De la misma forma los actores de centrales fotovoltaicas obtienen el índice de nubosidad KT para calcular la radiación solar que incide según la ubicación, considerando el día y la hora, teniendo en cuenta la geometría estelar.

Horizonte de tiempo, Paso de tiempo y postes

Estos tres elementos están interconectados en sus definiciones por eso los vamos a explicar juntos.

Primero tenemos el horizonte de tiempo que es la ventana de tiempo en la que se va a observar el sistema. Los pasos de tiempo son subdivisiones de la ventana, la duración del paso dependerá del análisis que se desee realizar (corto, mediano y largo plazo). Así, para un análisis de corto plazo, donde el horizonte es menor a un mes, el paso de tiempo horario será el indicado, mientras que para un estudio de largo plazo, donde el horizonte de tiempo es decenas de años, el paso de tiempo semanal o diario será el conveniente. En este proyecto se utiliza una sala de paso diario y otra de paso semanal.

El paso de tiempo es un intervalo seleccionado del horizonte de tiempo en el cual se realiza la integración de las ecuaciones del sistema, debido a que en cada paso de tiempo se debe resolver con que unidades de generación se suministra la demanda.

Un paso de tiempo puede dividirse en postes con el fin de cumplir con los requerimientos de potencia. También conocidos como bandas horarias, representan una subdivisión del paso de tiempo con el fin de reagrupar las horas de acuerdo con el requerimiento de potencia. Por ejemplo para una sala de paso diario puede

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

definirse un poste que represente la hora de mayor consumo de ese paso y otro poste para la hora de consumo mínimo, de esta forma se asegura que podremos cubrir la máxima y mínima demanda de potencia.

Demanda Neta

La demanda neta es la parte restante de la demanda total cuando se descuenta la demanda que es abastecida por tecnologías que no son gestionables, como la generación eólica y solar. Es necesario definir qué tecnologías se encargarán de abastecer la demanda neta en cada poste. El postizado dinámico de SimSEE divide el paso de tiempo en diferentes postes según el nivel de demanda neta, de esta forma el primer poste es el de mayor potencia gestionable, y no necesariamente el de mayor potencia demandada total en el sistema.

Falla

Cada demanda en SimSEE tiene asociado generadores de falla, encargados de abastecer la demanda que no pueda ser abastecida por los generadores reales. Esto es una forma de reflejar las consecuencias de no suministrar la demanda requerida. Dichos generadores tienen un costo elevado y fijado según políticas estatales que buscan dimensionar los costos para la sociedad (no solo económicos) que tienen lugar por no suministrar la energía. En las salas utilizadas existen cuatro escalones de falla, estos escalones cuantifican la gravedad según la cantidad de energía no suministrada. Un ejemplo utilizado en las salas de SimSEE para la demanda de Uruguay es el de la tabla 2.1, en función de la cantidad de falla en por unidad (pu) de la demanda se muestra el costo asociado de esa energía.

Profundidad (pu)	Costo (USD/MWh)
0.02	386.8
0.05	600
0.075	2400
0.855	4000

Tabla 2.1: Escalones de falla en sala SimSEE de la Garantía de suministro 2023 [7].

Optimización y Simulación

Durante la etapa de optimización se resuelve el problema de encontrar la política óptima de operación. En la etapa de simulación se manejará la política de operación encontrada para llevar a cabo simulaciones de posibles realizaciones del conjunto de procesos estocásticos que afectan al sistema. Estas realizaciones se conocen como Crónicas.

SimRes3

Es la herramienta que permite realizar un post-procesamiento de los resultados obtenidos en la etapa de simulación. La plantilla SimRes3 es un archivo que contiene los cálculos que se realizarán sobre los resultados. El post-procesamiento de SimRes3 consiste en la agrupación de todos los valores relevantes de la simulación para cada paso de tiempo y para cada crónica, permitiendo realizar estadística sobre los valores, imprimirlos en archivos y mostrarlos en forma gráfica. Durante las simulaciones los valores son escritos en diferentes archivos separados, SimRes3 se encarga de juntarlos y procesarlos de forma correcta.

2.1.2. Preferencia sobre otras herramientas

Desde 2010, SimSEE se convirtió en la herramienta de uso común en Uruguay para simular la operación del sistema energético, principalmente por los modelos estocásticos desarrollados para el modelado de las energías eólica y solar. Estos modelos logran una representación adecuada de las mismas tanto en el largo plazo (Planificación de Inversiones) como en el corto plazo (Operación del Sistema).

En este proyecto SimSEE ha sido la herramienta elegida para realizar la simulación del despacho de generadores debido a su gran uso en este tipo de estudios y a su capacidad para manejar diversos tipos de recursos energéticos, procesos estocásticos y fluctuaciones en la demanda. Esta simulación es fundamental para obtener un despacho óptimo que posteriormente se transfiere a una herramienta de análisis de flujo de cargas, permitiendo evaluar el comportamiento de la red bajo diferentes condiciones. El uso de SimSEE proporciona despachos realistas y ajustados a la dinámica del sistema. Si bien existen otras herramientas del estilo, el uso de SimSEE fue inmediato por la disponibilidad y precisión de los modelos del Sistema Eléctrico Uruguayo. En este proyecto, se utilizaron dos Salas SimSEE de nodo único, con base en la red Uruguaya. Para la primer parte del proyecto se tomó la sala de paso diario utilizada para el informe de garantía de suministro 2023 realizado por ADME [7]. Para la segunda parte del proyecto, se utilizó una sala simplificada de paso semanal con las mismas hipótesis que la programación estacional Mayo-Octubre 2024. [8]

2.2. Flujo de Cargas

El problema conocido como flujo de cargas (load flow o power flow en lengua inglesa) consiste en obtener las condiciones de operación en régimen permanente de un sistema de energía eléctrica. Más concretamente, dados los consumos en cada nodo de la red, y la potencia generada por los alternadores, se trata de encontrar las tensiones en los nodos y los flujos de potencia por las líneas y transformadores.

Sin duda alguna, la rutina del flujo de cargas es la más empleada por los ingenieros involucrados en la explotación y planificación de los sistemas de potencia, bien como aplicación independiente o como subrutina de aplicaciones más complejas (estabilidad transitoria, colapso de tensiones, problemas de optimización,

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

simuladores de entrenamiento, etc.) [5]. Todo el sistema eléctrico puede modelarse como un conjunto de impedancias conectadas entre sí formando nodos (barras) por los que puede inyectarse o extraerse energía eléctrica. Esta abstracción permite formular el problema que se describe a continuación.

2.2.1. Formulación del problema

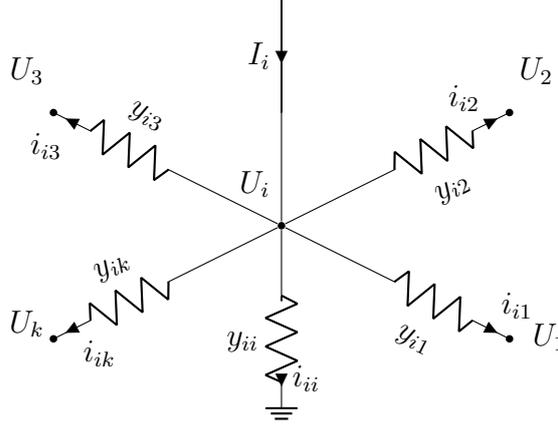


Figura 2.1: Balance de corrientes en un nodo de una red de admitancias

Como sabemos por la teoría de circuitos, el estado de una red eléctrica de n nodos queda determinado completamente mediante las tensiones complejas en todos sus nodos. La ley de nodos de Kirchhoff para el nodo central de la figura 2.1 permite obtener una ecuación nodal:

$$I_i = \sum_{k=1}^n i_{ik} = \sum_{k=1, k \neq i}^n (U_i - U_k)y_{ik} + U_i y_{ii} \quad (2.1)$$

Siendo U_i la tensión entre el nodo i y tierra, y_{ik} la admitancia total entre los nodos i y k e y_{ii} la admitancia total entre el nodo i y tierra. Definiendo la matriz de admitancias Y de la red como:

$$Y(i, j) = \begin{cases} -y_{ij}, & \text{si } i \neq j \\ \sum_{k=1}^n y_{ik}, & \text{si } i = j \end{cases} \quad (2.2)$$

la ecuación nodal (2.1) se convierte en (2.3)

$$I_i = \sum_{k=1}^n Y(i, k)U_k \quad (2.3)$$

Generalizando para todos los nodos de la red se obtiene el sistema de ecuaciones en forma matricial:

$$I = YU \quad (2.4)$$

2.2. Flujo de Cargas

Siendo U el vector de tensiones nodales, I el vector de corrientes netas inyectadas en cada nodo (generación menos demanda), es decir U e I son vectores de tamaño n , mientras que Y es una matriz cuadrada de $n \times n$.

En la práctica, las intensidades complejas nodales nunca son conocidas o especificadas a priori en un sistema de potencia, por lo que se prefiere eliminarlas planteando el balance de potencia en cada nodo (aun así existen métodos de resolución que plantean el problema incluyendo las ecuaciones de intensidad [6]). De esta forma las potencias netas inyectadas en las barras cumplen:

$$S_i = U_i \sum_{k=1}^n Y(i, k)^* U_k^* \quad (2.5)$$

$$S_i = \text{diag}((YU)^*)U \quad (2.6)$$

$$S = U(YU)^* \quad (2.7)$$

Aquí U_k^* corresponde al conjugado de U_k , S_i es la potencia aparente neta entrante al nodo i , e introducimos el vector de potencias aparentes de la red S . De esta forma la ecuación (2.7) forma un sistema de n ecuaciones complejas de la forma (2.5), conociendo la matriz de admitancias, dichas ecuaciones están en términos de $2n$ variables complejas asociadas a los nodos de la red ($U_i = V_i e^{j\theta_i}$, $S_i = P_i + jQ_i$). También puede verse como un problema con $2n$ ecuaciones reales en términos de $4n$ variables reales (V_i, θ_i, P_i, Q_i).

Observar que cada nodo aporta dos ecuaciones y cuatro incógnitas, por lo que deben especificarse la mitad de las magnitudes para que el problema pueda resolverse.

En función de las magnitudes que son conocidas en un nodo, pueden distinguirse dos tipos principales de nodos:

- Nodos PQ: nodos donde se conoce la inyección de potencia activa y reactiva neta (P_i, Q_i), quedando como incógnitas las dos componentes de la tensión nodal respectiva (V_i, θ_i). Este es el caso de un nodo cuya demanda de potencia es conocida, y de haber generación, ésta también se conoce en su totalidad. La presencia de pequeños generadores sin regulador de tensión puede modelarse como nudos PQ.
- Nodos PV: nodos donde un generador regula la tensión a un valor especificado V_s e inyecta una potencia activa P determinada, quedando Q_i y θ_i como incógnitas. Un caso particular de nodo PV surge cuando se conecta un compensador de reactiva (estático o rotativo) con capacidad para regular la tensión.

Ahora bien, si sólo se considerasen ambos tipos de nudos, todas las potencias activas inyectadas deberían especificarse de antemano, lo cual es imposible porque las pérdidas en la red, que también deben ser aportadas por los generadores, no se conocen hasta que se obtienen los flujos de potencia por cada elemento. Es decir, la potencia activa de al menos un generador no puede ser especificada y debe calcularse al final del proceso. Afortunadamente, esta incógnita adicional se

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

compensa con el hecho de que, cuando se trabaja con fasores, uno de los ángulos de fase puede tomarse libremente como origen de fases. Por simplicidad de cálculo, se toma como origen de fases precisamente el nudo de generación cuya potencia se deja libre. Este nudo, que suele ser un generador importante con capacidad para regular frecuencia, o un nudo de interconexión con el exterior, se denomina nudo de referencia, nudo flotante o, más comúnmente, nudo slack.

Dado que las ecuaciones resultantes son no lineales, su solución debe ser forzosamente iterativa, por lo que es necesario adoptar unos valores iniciales para las variables del problema.

La búsqueda de valores iniciales adecuados, que hagan converger el proceso iterativo hacia un punto físicamente viable, de entre las muchas soluciones matemáticamente posibles, no es un problema trivial en el caso general. Afortunadamente, las características especiales del problema del flujo de cargas, donde sabemos de antemano que las tensiones se mueven en una banda relativamente pequeña alrededor de su valor nominal, y que los desfases entre nudos adyacentes se mueven en márgenes estrechos por motivos de estabilidad, hacen que el denominado perfil plano o "flat start" sea casi siempre la mejor opción para iniciar el proceso iterativo. Dicho perfil consiste en hacer $\theta_i = 0$ para todos los nudos y $V_i = 1\text{pu}$ para los nudos PQ. Si se ha ejecutado previamente un flujo de cargas, y los cambios en el estado del sistema han sido menores, puede iniciarse el proceso con la solución del caso anterior. Esto es especialmente útil cuando se analizan distintas perturbaciones partiendo del mismo caso base. La experiencia demuestra, sin embargo, que utilizar unos valores aparentemente más próximos a la solución, pero arbitrarios, suele dar peores resultados que el perfil plano [5].

A continuación se describen los diferentes métodos de resolución de flujo de cargas que fueron evaluados para este proyecto.

2.2.2. Métodos de Resolución

Método de Gauss-Seidel

Consiste en barrer secuencialmente cada nudo y actualizar su tensión en función de los valores disponibles en ese momento de todas las tensiones. En general, encontrar el vector x que satisface el sistema no lineal

$$f(x) = 0 \quad (2.8)$$

puede formularse como el problema de punto fijo

$$F(x) = f(x) + x$$

cuya solución, partiendo de un valor inicial x_0 , se obtiene iterativamente mediante:

$$x_i^{k+1} = F_i(x_1^{k+1}, \dots, x_{i-1}^{k+1}, x_i^k, \dots, x_n^k) \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.9)$$

2.2. Flujo de Cargas

Para el caso concreto del flujo de cargas, una de las diversas formas en que puede reescribirse es la siguiente, que se obtiene de la ecuación (2.5):

$$U_i^{k+1} = \frac{1}{Y_{ii}} \left[\frac{P_i - jQ_i}{(U_i^k)^*} - \sum_{j=1}^{i-1} Y_{ij} U_j^{k+1} - \sum_{j=i+1}^n Y_{ij} U_j^k \right] \quad i = 1, 2, \dots, n \quad (2.10)$$

La forma varía para las ecuaciones correspondientes a nodos donde no se conoce Q , y deben hacerse correcciones en las ecuaciones de nodos en que se debe mantener fijo el módulo de U (Barras PV).

El proceso iterativo se detiene cuando se satisface que los pasos de las variables son menores a cierto ϵ suficientemente pequeño de acuerdo a la precisión que se quiera. Aunque el esfuerzo de cálculo por iteración es moderado, la convergencia del método de Gauss-Seidel es lineal, lo que significa que el número de iteraciones es del orden de n . Esto supone una limitación importante para sistemas grandes, porque el tiempo de cálculo total crece con n^2 . Es posible disminuir el número de iteraciones, a veces hasta la mitad, mediante un factor de aceleración en el paso.

En la ecuación (2.10) el hecho de tener que dividir entre Y_{ii} puede generar problemas de divergencia en algunas ecuaciones para las cuales dicho valor es cercano a cero. En nuestro modelo de la Red para algunos transformadores de tres arrollamientos cuyo modelo es de tipo T, el nodo central puede tener este problema. Esta es la principal razón por la que este método fue descartado para este proyecto, pues no logró tener la convergencia suficiente.

Método de Newton-Rhapson

Este método obtiene sucesivamente nuevos valores mediante aproximaciones de primer orden de las funciones no lineales involucradas. La ecuación (2.8) puede aproximarse por su desarrollo en serie alrededor del punto x^k :

$$f(x) \cong f(x^k) + J(x^k)(x^{k+1} - x^k) = 0 \quad (2.11)$$

donde $J = \partial f / \partial x$ es el jacobiano de $f(x)$. Partiendo del valor inicial x^0 se obtienen correcciones Δx^k resolviendo el sistema lineal:

$$-J(x^k)\Delta x^k = f(x^k) \quad (2.12)$$

y nuevos valores x^{k+1} de:

$$x^{k+1} = x^k + \Delta x^k \quad (2.13)$$

el proceso iterativo se detiene cuando se cumple que:

$$\max_i |f_i(x^k)| \leq \epsilon$$

para un ϵ suficientemente pequeño.

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

Para el caso de problema del flujo de cargas, los elementos de $f(x)$ pueden plantearse de la siguiente forma que se conoce como formulación polar:

$$\begin{aligned}\Delta P_i &= P_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \cos \theta_{ij} + B_{ij} \sin \theta_{ij}) \\ \Delta Q_i &= Q_i^{esp} - V_i \sum_{j=1}^n V_j (G_{ij} \sin \theta_{ij} - B_{ij} \cos \theta_{ij})\end{aligned}\tag{2.14}$$

Donde G_{ij} y B_{ij} son la parte real e imaginaria del elemento ij de la matriz Y respectivamente. P_i^{esp} y Q_i^{esp} son la potencia activa y reactiva especificada en el nodo. Para valores de x^0 próximos a la solución, el método de Newton-Raphson converge cuadráticamente. En el caso concreto del flujo de cargas, con independencia del tamaño de la red, el número de iteraciones oscila habitualmente entre 3 y 5 partiendo del flat start. Newton Raphson es el método más robusto para el cálculo del flujo AC.

Método Desacoplado Rápido

La ejecución del flujo de cargas mediante el método de Newton-Raphson exacto, tal como se ha descrito anteriormente, conlleva tiempos de cálculo elevados para redes muy grandes, que pueden ser inaceptables para aplicaciones de “tiempo real” donde haya que resolver múltiples casos. Una buena simplificación del problema proviene del desacoplamiento existente entre las potencias activas y módulos de tensiones y las potencias reactivas y ángulos de fase. Esta circunstancia proviene fundamentalmente de que los desfases entre nudos adyacentes son relativamente pequeños y de que en líneas de transporte el cociente $R/X = G/B \ll 1$. La versión más popular entre los algoritmos desacoplados es la conocida como flujo de cargas desacoplado rápido (FCDR) [13]. Además de resolver el problema como dos problemas desacoplados, las modificaciones e hipótesis simplificativas en las que se basa este método son las siguientes:

1. Se utiliza $\Delta P/V$, $\Delta Q/V$ en lugar de ΔP , ΔQ .
2. Se asume que:

$$\cos \theta_{ij} \approx 1$$

$$G_{ij} \sin \theta_{ij} \ll B_{ij}$$

$$Q_i \ll B_{ii} V_i^2$$

3. En el subproblema activo se toma $V_i = 1$, se omiten las reactancias y condensadores en paralelo, incluyendo los del modelo π de las líneas, y se utiliza el valor nominal para tomas de transformadores. En el subproblema reactivo se ignoran los transformadores desfasadores.

2.2. Flujo de Cargas

Teniendo en cuenta estas consideraciones, la ecuación 2.12 del método de Newton Raphson exacto se reduce a los dos sistemas desacoplados siguientes:

$$B' \Delta\theta = \Delta P/V \quad (2.15)$$

$$B'' \Delta V = \Delta Q/V \quad (2.16)$$

donde la notación $\Delta P/V$ corresponde a la división elemento a elemento. En este método las matrices B' y B'' son constantes, y por tanto se construyen y factorizan una sola vez.

El proceso iterativo consiste en resolver alternativamente las ecuaciones (2.15) y (2.16), utilizando en cada caso los valores más recientes de θ y V , hasta que se satisface el criterio de convergencia tanto en ΔP como en ΔQ . La velocidad de convergencia del FCDR es similar a la de la versión acoplada en las primeras iteraciones, aunque cerca de la solución es más lenta. En cualquier caso, el posible exceso de iteraciones se compensa sobradamente con el hecho de que el esfuerzo de cálculo por iteración llega a ser de 4 a 5 veces menor, lo que convierte a este método en la herramienta ideal en aquellas aplicaciones donde deben realizarse múltiples flujos de carga. Como se discutió anteriormente, las hipótesis en las que se basa el desacoplo de los subproblemas P- θ y Q-V pierden validez en sistemas fuertemente cargados o con ratios R/X elevados. En estos casos, el FCDR puede diverger o comportarse oscilatoriamente cerca de la solución, por lo que debe acudir a la versión exacta del método de Newton-Raphson.

Flujo de cargas en continua (DC Power Flow)

Aunque tanto P como Q son funciones no lineales de V y θ , puede obtenerse una relación lineal bastante aproximada entre P y θ , lo que conduce al denominado flujo de cargas en continua (a continuación podrá encontrarse esto como flujo DC). Este modelo se obtiene suponiendo que $V_i = 1$ en todos los nudos, lo que impide de antemano realizar cualquier cálculo relacionado con la potencia reactiva. Con esta hipótesis, el flujo de potencia activa, queda

$$P_{ij} = G_{ij}(\cos \theta_{ij} - 1) + B_{ij} \sin \theta_{ij}$$

y al ser las diferencias angulares pequeñas ($\cos \theta_{ij} \approx 1$ y $\sin \theta_{ij} \approx \theta_i - \theta_j$):

$$P_{ij} = B_{ij}(\theta_i - \theta_j)$$

El elemento B_{ij} es la susceptancia serie del elemento en cuestión cambiada de signo, es decir:

$$B_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2} = \frac{1/x_{ij}}{1 + (r_{ij}/x_{ij})^2}$$

donde r_{ij} y x_{ij} son la resistencia y reactancia respectivamente. Para valores $r_{ij} < x_{ij}/3$, habituales en redes de transporte, el error cometido sustituyendo B_{ij} por $1/x_{ij}$ es menor del 1%, quedando:

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

$$P_{ij} = \frac{1}{x_{ij}}(\theta_i - \theta_j); \theta_i - \theta_j = x_{ij}P_{ij} \quad (2.17)$$

Si A representa la matriz de incidencias nudos-ramas, θ el vector de ángulos de fase, reducidos ambos en la fila del nudo de referencia, X la matriz diagonal de reactancias, y P_f el vector de flujos de potencia activa por cada rama de la red, la ecuación anterior puede escribirse en forma matricial como:

$$A^T \theta = X P_f \quad (2.18)$$

$$P_f = X^{-1} A^T \theta \quad (2.19)$$

Por otra parte, al haberse despreciado las resistencias, las potencias activas inyectadas suman cero, por lo que una de ellas es combinación lineal de las demás. Si P es el vector de potencias inyectadas en todos los nudos salvo el de referencia, la primera ley de Kirchhoff aplicada a las potencias es:

$$P = A P_f \quad (2.20)$$

Finalmente, eliminando los flujos de potencia mediante (2.19), se obtiene la relación lineal buscada entre potencias y ángulos:

$$P = A X^{-1} A^T \theta = B \theta \quad (2.21)$$

donde B tiene la misma estructura (simétrica y dispersa) y se construye con las mismas reglas que la matriz de admitancias de nudos, pero utilizando exclusivamente reactancias.

También pueden eliminarse los ángulos para relacionar los flujos de potencia con las inyecciones:

$$P_f = [X^{-1} A^T B^{-1}] P \quad (2.22)$$

La expresión anterior resulta útil para analizar de forma rápida el efecto que determinados cambios en la red tienen sobre los flujos de potencia. Aunque la matriz entre corchetes es densa, muchos de sus elementos, correspondientes a líneas y nudos eléctricamente remotos son despreciables. A los elementos de la matriz se les conoce como PTDF (Power Transfer Distribution Factors) y nos referiremos a ellos como la relación entre el flujo por los elementos y las inyecciones o extracciones en barras.

El modelo dado por la ecuación (2.21), proveniente de un análisis en alterna, se corresponde con el de un circuito resistivo en continua donde las reactancias juegan el papel de las resistencias, los desfases el de las tensiones y las potencias el de las intensidades, de ahí su nombre de Flujo DC.

Aunque el flujo de cargas en continua conduce inherentemente a pérdidas nulas, éstas pueden estimarse aproximadamente, en base a los flujos de activa, como suma de los términos $R_{ij} P_{ij}^2$.

2.2.3. Ajuste de límites y elementos reguladores

La metodología descrita hasta ahora por los diferentes métodos de resolución sólo tiene en cuenta las restricciones de igualdad impuestas por los nudos de consumo y generación. En la práctica, sin embargo, las soluciones suministradas por un programa de cálculo de flujos de carga deben tener en cuenta restricciones de contorno adicionales. Estas restricciones pueden ser de desigualdad (límites impuestos a ciertas variables reguladas y de control) o de igualdad (valores deseados para ciertas variables dependientes). Los más importantes se describen a continuación:

- *Límites de reactiva en nudos PV.* Se aplican a la reactiva generada o absorbida por los alternadores, o compensadores, que regulan la tensión de un nudo. Cuando se alcanza uno de estos límites el nudo PV pasa a ser PQ.
- *Límites de tensión en nudos PQ.* Menos comunes que los anteriores. Si se alcanza alguno de estos límites el nudo se convierte en PV por la activación de algún elemento regulador (normalmente el cambiador de toma de un transformador (los TAPS del transformador)).
- *Transformadores de regulación.* Aunque en algunos casos las tomas bajo carga de transformadores son cambiadas remotamente por un operador, en otros casos dichas tomas son reguladas localmente por un automatismo para mantener constante (o dentro de una banda) la tensión de un nudo próximo. A veces se pretende regular el flujo de reactiva a través del propio elemento. En cualquier caso, el valor de la toma no puede exceder sus límites físicos.
- *Transformadores desfasadores.* Estos transformadores introducen pequeños desfases, manteniendo los módulos, para regular su flujo de potencia activa.
- *Intercambio de potencia entre áreas.* Normalmente se desea mantener a un valor predeterminado la potencia total que fluye por las líneas de interconexión entre un área y las adyacentes. Para ello se utiliza la potencia generada por uno o varios alternadores.¹

En todos los casos, lo que se pretende es controlar una magnitud basándose en una o varias variables de control. La forma de llevar a cabo estos ajustes depende del método numérico utilizado. La implantación de cualquiera de estos mecanismos incrementa notablemente el número de iteraciones, así como la complejidad del código.

Herramienta utilizada: SimSEPEE

SimSEPEE es un resolvidor de Flujo de cargas integrado en los fuentes de SimSEE, desarrollado por ADME. El mismo no tiene una interfaz gráfica y cuenta

¹Un área es un conjunto de barras de la red, cada barra del modelo tiene asociado un identificador de área.

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

con varios métodos de resolución de flujo de cargas. Al igual que SimSEE, el mismo está programado de forma orientada por los objetos.

En comparación con otras herramientas de flujo de cargas que fueron consideradas como PSSE o Matpower, SimSEPEE no cuenta con tantas funcionalidades y algunos algoritmos pueden ser más lentos para redes de gran tamaño como las de este proyecto. Sin embargo el hecho de ser de código abierto, estar integrado en los fuentes de SimSEE y ser fácilmente modificable para implementar nuevas funciones lo hace una buena herramienta para este proyecto.

A continuación se describen brevemente algunas de las funcionalidades ya existentes y otras que fueron implementadas para la realización de este proyecto:

- Flujo AC por Newton Rhapsod con restricciones de reactiva de generadores, movimiento de pasos de Switched Shunts, y movimiento de TAPS de Transformadores. Este método es el más robusto y el que brinda mayor información, ya que se resuelve el problema de forma completa y permite utilizar todos los elementos del modelo de la red. La desventaja de este método es que su velocidad de convergencia es lenta ya que cada iteración implica la resolución de un sistema lineal del tamaño de la red. Para poder implementar los límites de reactiva en generadores, SimSEPEE resuelve el problema dos veces, la primera sin límites, y en caso de que algún generador quede fuera del rango permitido, se resuelve de nuevo con dicho generador en su límite. Adicionalmente y como se explicará más adelante, para tener en cuenta las pérdidas del sistema se agrega una resolución intermedia adicional para obtener el residuo de potencia del generador Slack. En resumen, para este proyecto, evaluar un escenario en su totalidad implica resolver tres flujos por Newton Rhapsod de forma consecutiva y realizando modificaciones entre sus iteraciones para ajustar los elementos de regulación.
- Flujo Desacoplado Rápido, derivado de Newton Rhapsod, permite resolver en forma mucho más rápida el problema aprovechando el desacoplamiento de las potencias activa y reactiva, reduciendo el costo computacional a solo realizar una multiplicación matriz vector en cada iteración. A diferencia de Newton Rhapsod, esta implementación del desacoplado rápido no aplica restricciones de reactiva en generadores, por lo que su uso se limitó a estudios de sobrecargas, dejando de lado los estudios de control de tensión. Sin embargo cabe destacar que este método brinda resultados prácticamente idénticos a NR cuando este último se realiza sin restricción en los generadores, y que existen múltiples implementaciones de un método desacoplado con restricción de reactiva en generadores [1] que no utilizamos en este proyecto.
- Flujo DC, permite linealizar el problema para obtener los llamados PTDF (Power Transfer Distribution Factors), que dada una topología de red expresan de forma aproximada cuánto varía el flujo de potencia activa por una conexión x de la red al inyectar/extraer una unidad de potencia activa por un nodo y . Esto permite hacer estudios de forma rápida y brinda resultados muy similares a NR en lo que respecta al flujo de activa.

- Cálculo de Potencia de Cortocircuito en barras, esta funcionalidad realiza un equivalente Norton de la red en un punto para obtener su Corriente de cortocircuito. El modelo de red utilizado incluye las impedancias síncronas de los generadores, las cuales si bien no se utilizan para el flujo estacionario, pueden utilizarse para aproximar las potencias de cortocircuito de las barras de la red.
- N-1, consiste en eliminar un elemento de la red y verificar que se mantienen las condiciones de seguridad de red, esto se realiza para todos los elementos relevantes de la red y es un estudio esencial para el análisis de redes.
- Métodos Multihilo. Se implementaron para evaluar múltiples escenarios y contingencias en diferentes "hilos" y aprovechar los núcleos del CPU del computador utilizado. Esto permitió realizar de forma mucho más rápida y eficiente los análisis de alto costo computacional como lo son el N-1 o la evaluación de millones de escenarios para una misma topología. Al utilizar estos métodos en computadores de muchos núcleos se logra reducir tiempos para algunos estudios del orden de semanas al orden de unas pocas horas.
- Impresión Gráfica de resultados. SimSEPÉE no cuenta con interfaz gráfica por lo que el equipo implementó la impresión del resultado del flujo en un diagrama SVG. Se leen las coordenadas de las barras del modelo de red y permite generar un archivo legible por el software de diagramas draw.io [4]. Al abrir este archivo con drawio se dibujan automáticamente los conectores y elementos de la red, las tensiones y el flujo por los mismos. También se generaron varias versiones de este programa para imprimir otras variables como sobrecargas o probabilidades, pudiendo utilizar escalas de colores. Las coordenadas del modelo de red fueron creadas por el equipo, de forma de mantener las direcciones relativas de las Subestaciones de la red Uruguaya y poder visualizar la red en su totalidad sin perder nivel de detalle. Todos los unifilares en este informe son diagramas generados con esta herramienta.

2.3. OddFace

Optimización Distribuida De Funciones de Alto Costo de Evaluación (OddFace) es una herramienta para resolver Problemas de Optimización, consistente en la búsqueda del juego de parámetros que minimiza el valor de una Función Objetivo o Función de Costo. La búsqueda se limita a los valores de los parámetros dentro de un conjunto posible denominado en la jerga matemática como Región Factible o Dominio del Problema. OddFace se especializa en la búsqueda del mínimo en situaciones donde la Función de Costo es de alto costo de evaluación, entendiéndose por tal una función que requiere un tiempo de cálculo considerable para evaluar su valor en cada punto del espacio de búsqueda (valor dado del juego de parámetros). Para ello, OddFace implementa una capa de comunicación entre posibles Robots Exploradores de forma tal de permitir la distribución del cálculo entre

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

varias máquinas (o nodos de cálculo) manteniendo los resultados en una Base de Datos del Problema (BDP) a la que pueden acceder todos los Exploradores [9].

Cada Robot Explorador, consulta la BDP para conocer qué han logrado explorar los otros y en base a esa información se propone evaluar un nuevo punto (valor del juego de parámetros) del espacio de búsqueda. Dado que para la estrategia de exploración principal se implementó un algoritmo de Programación Genética, a un valor del conjunto de parámetros (o punto del espacio de búsqueda) se le llama Individuo y se clasifican los Individuos en la BDP de más a menos exitosos por orden creciente de la estimación resultante de la función de costo. Los individuos más exitosos son los de menor valor estimado de la función de costo. Los Robots trabajan en un bucle infinito hasta que se les da la orden de finalizar sus tareas. En el área de aplicación para la que fue diseñado OddFace, la evaluación de la Función de Costo conlleva generalmente la simulación de un sistema dinámico (un sistema donde las acciones del presente impactan sobre el futuro) operado con ciertas reglas de operación y sometido a incertidumbre durante un horizonte de tiempo. Para fijar ideas, si el problema es la optimización de inversiones en generación eléctrica, la evaluación de la Función de Costo significará simulaciones de a pasos de tiempo (por ej. semanales) en un horizonte de decenas de años (por ej. 30 años) considerando diferentes realizaciones de los procesos estocásticos involucrados (por ej. los caudales afluentes a las centrales hidroeléctricas, la producción de energía eólica, solar, la temperatura, el precio del barril de petróleo, etc.).

OddFace fue creado para su aplicación a la optimización del Plan de Inversiones en Generación, pero dado que resultó una herramienta eficiente para la optimización de funciones complejas, posteriormente se han desarrollado Robots para optimizar otros problemas. Algunos de los problemas ya existentes son el desarrollo del Plan Anual de Mantenimientos, la Optimización de Agendas de embarques de GNL. Los robots para estas optimizaciones han sido en base a desarrollos realizados en proyectos del Fondo Sectorial de Energía de ANII que dieron lugar a las aplicaciones OddFacePIG, OddFacePAM y OddFaceOptimA respectivamente. Otra aplicación de OddFace es la desarrollada en ADME para la calibración de parámetros de modelos de parques eólicos y para el entrenamiento de redes neuronales para generación de pronósticos de generación a partir de pronósticos climáticos. Las aplicaciones principales OddFacePIG, OddFacePAM y OddFaceOptimA se basan en la variación de parámetros sobre una Sala SimSEE y la simulación con SimSEE del sistema (representado por la correspondiente Sala) permite calcular el Costo de Abastecer la Demanda (CAD) durante un horizonte temporal dado (según el problema). Es este CAD, que refleja el costo futuro de la operación óptima del sistema dado en un conjunto de realización de los procesos estocásticos representados (o crónicas en la jerga usada en el sector eléctrico) el que se utiliza como función de costo para evaluar los Individuos (con el significado que tengan según si el problema es PIG, PAM u OptimA).

2.3.1. OddFace PIG

La aplicación OddFacePIG permite definir sobre OddFace el problema de optimización del plan de inversiones en generación. Para optimizar un plan de inversiones en generación, el usuario debe suministrar una Sala SimSEE e indicar qué Actores de dicha Sala son aquellos sobre los que es posible instalar nuevas unidades. Para ello, se configuran las posibles tecnologías sobre las que es posible expandir (por ej. Eólica, Solar PV, Turbinas de ciclo abierto) y el horizonte temporal en el que es posible tomar decisiones así como la frecuencia con que es posible tomar las mismas. Cada Tecnología de ampliación se corresponde entonces con un actor SimSEE de la sala elegida. Dicho actor tendrá sus parámetros propios y su comportamiento durante las simulaciones será de acuerdo a su tipo. Los parámetros a asignar a cada tecnología por parte de OddFacePIG son los siguientes:

- Meses Construcción
- Años Vida Útil
- MUSD/Unidad de Inversión
- Primer y ultima fecha de decisión
- Max UI por vez
- Max UI activas
- Factor UG/UI

Las unidades de inversión (UI) son la mínima cantidad de inversiones de la tecnología a realizar en una etapa. La UI estará compuesta por unidades generadoras (UG) que se instalarán para el actor correspondiente en la sala. De esta forma el ADN de un individuo de este tipo de problema está determinado por la cantidad de unidades de inversión a instalar en cada etapa por cada tecnología.

2.3.2. Creación de un nuevo problema: Oddface PIGRed

Para agregar la evaluación sobre la red en la optimización de un Plan de expansión de la generación, el equipo creó un nuevo tipo de problema OddFace, similar a PIG pero agregándole algoritmos para colocar las unidades generadoras de cada tecnología en un modelo de red, lo que permite evaluar su desempeño sobre la misma. De esta forma OddFace clasifica y selecciona los individuos que cumplen tener un bajo costo de abastecimiento de la demanda así como un nivel bajo de estrés en la red.

2.4. Modelado del sistema

2.4.1. Red de Trasmisión

La representación del sistema eléctrico utilizada consiste en un modelo de la red de Trasmisión de Uruguay, esto es, todas las líneas, los transformadores y las

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

barras de alta tensión ya sea de 150 kV o de 500 kV. También algunas subestaciones como MIN (Minas) y CUCP (Tambien en Minas) con barras de 60 kV y sus líneas de interconexión. En el modelo se incluyen además, las barras de MT (y en algunos casos de BT) que conectan con los secundarios de los transformadores, donde se encuentran los generadores, las cargas de distribución y otros equipos de control de tensión de la red.

La cantidad de cada tipo de elemento en el modelo es la siguiente:

- Barras: 562
- Cargas: 222
- Generadores: 86
- Líneas: 327
- Transformadores: 316
- Reactores y Capacitores (Fijos, llamados Shunts): 16
- Reactores y Capacitores (Con pasos, llamados Switched Shunts): 19

Los equipos capaces de controlar la tensión en la red son los siguientes:

- Generadores: Podrán variar su consumo de potencia reactiva en un rango que depende de su consigna de potencia activa.
- Switched Shunts: Reactores y/o Bancos de Capacitores con bloques a pasos discretos.
- Transformadores: Cambiadores bajo carga, cada transformador tiene un número de pasos discretos.
- Otros: Statc Var Compensator (SVC) el único en la red ubicado en MA5 (Montevideo A 500 kV), se modelará como un generador actuando como compensador sincrónico. Central Térmica de Respaldo (CTR), ésta central en particular tendrá un rango de potencia reactiva independiente de su consigna de potencia activa.

En la figura 2.2 se muestra el unifilar del modelo de red utilizado, diferenciado en colores por nivel de tensión, siendo rosado para 500 kV, azul para 150 kV, anaranjado para 60 kV, verde para 30 kV y negro para tensiones menores. En la figura 2.3 se muestra en detalle el modelo de una Subestación de Trasmisión con generación y demanda.

2.4. Modelado del sistema

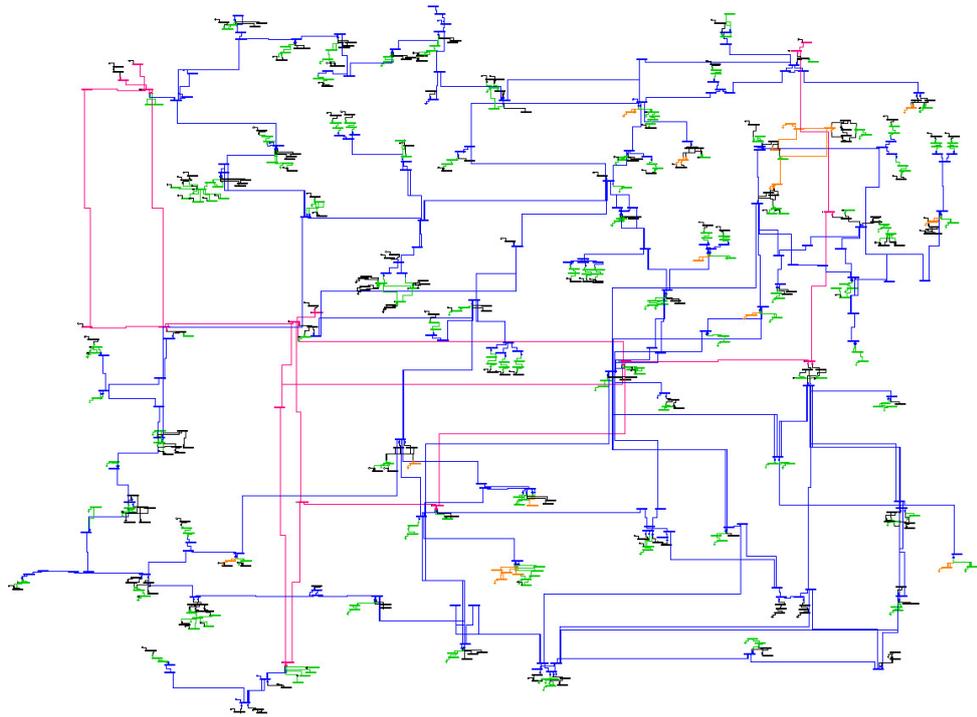


Figura 2.2: Diagrama Unifilar del modelo de la red de Trasmisión del sistema eléctrico Uruguayo año 2023.

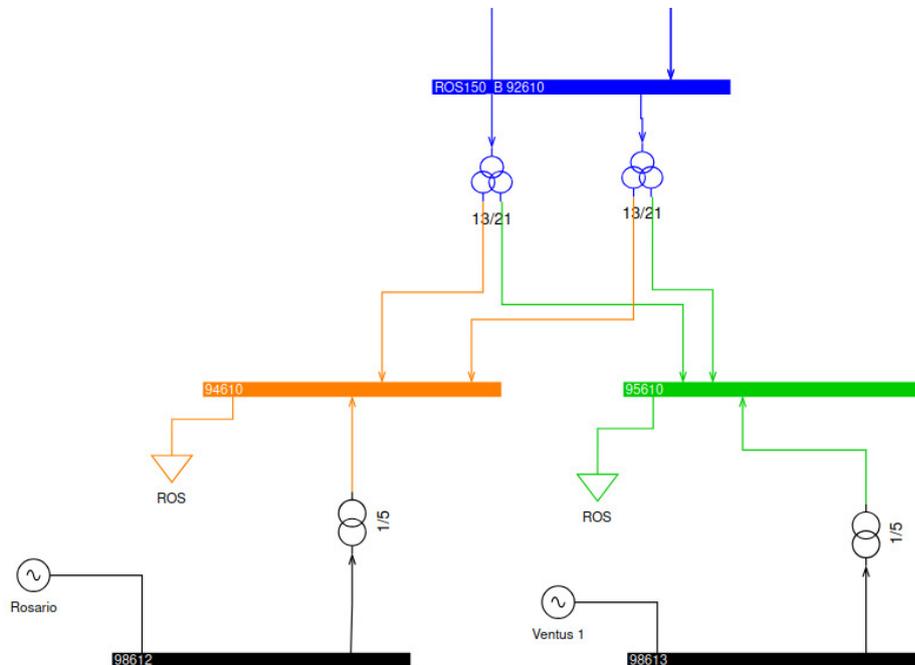


Figura 2.3: Diagrama Unifilar del modelo de la subestación Rosario 150 kV ubicada en Rosario, Colonia.

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

2.4.2. Barras

Dado que el modelo de red es un archivo en el formato de PSSE [11], las barras cuentan con diferentes campos, como lo son el tipo (Slack, PQ, PV), el area, la zona y el dueño (owner).

2.4.3. Demanda

Potencia Activa

Las Salas SimSEE utilizadas contienen las hipótesis de la demanda de potencia activa detallada hasta el año 2068, además se contempla el crecimiento de nuevos consumos planos y el aumento de la creciente movilidad eléctrica. Adicionalmente a los datos de demanda horaria se contempla la variación aleatoria por medio de fuentes CEGH. Dado que el sistema Uruguayo está modelado en SimSEE como un único nodo o región, en cada paso de simulación se resuelve el balance de energía en un nodo único, de esta forma la demanda total de cada escenario debe ser distribuida por las subestaciones de nuestro modelo de la red de Trasmisión. En este caso se decidió distribuir la demanda total de SimSEE de acuerdo a medidas históricas de energía activa del sistema de medición comercial (SMEC) que abarcan todo el año 2023, obteniendo factores quinceminutales de consumo de potencia activa para cada subestación de la red de Trasmisión para cada momento del año. De esta forma al simular un escenario se utilizan los factores según su fecha.

En la figura 2.4 se muestran las medidas SMEC de consumo de potencia activa de algunas subestaciones para la primera semana de 2023, donde puede apreciarse la diferencia en forma y dimensión del consumo en algunas de las Subestaciones del país.

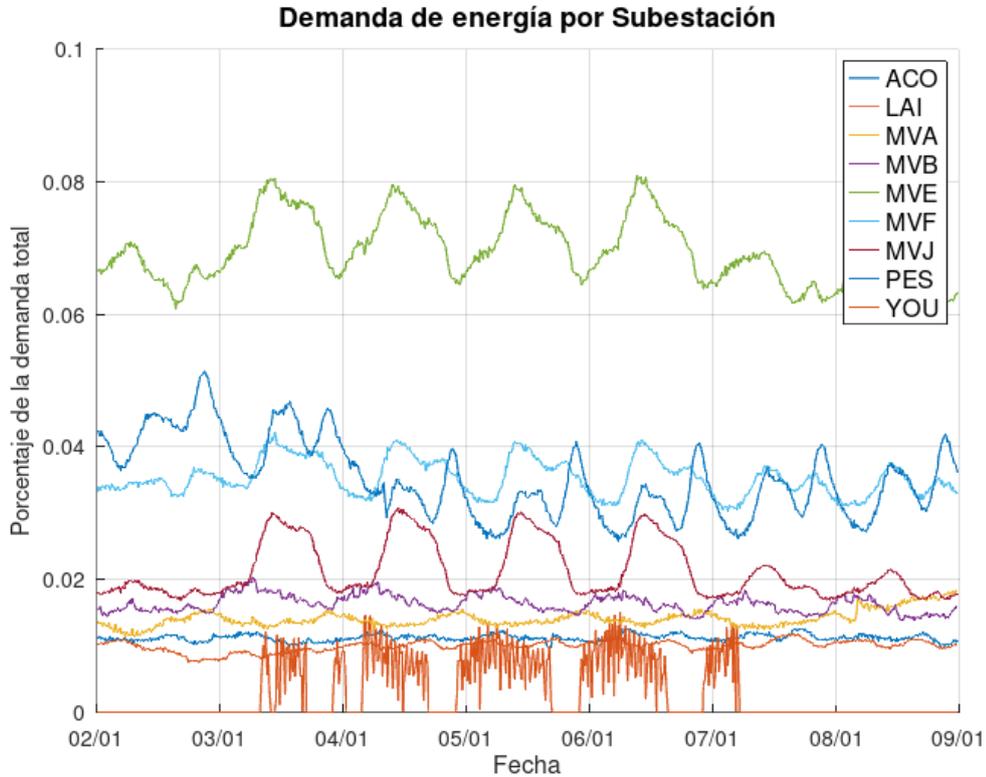


Figura 2.4: Muestras quinceminutales del consumo de energía activa en subestaciones de transmisión en porcentaje de la demanda total

Potencia Reactiva

Dado que no se consiguió información precisa acerca de las medidas históricas del consumo de reactiva en subestaciones, para modelar la demanda de potencia reactiva se asumió un factor de potencia constante $FP = 0,95$.

2.4.4. Generadores de falla

La falla en SimSEE representa la energía no suministrada por falta de recursos. En la operativa real esto se materializa en recortes en la demanda, pudiendo ser diferenciada para distintos procesos y servicios que consumen energía o distintas localizaciones geográficas. En este proyecto, en caso de existir falla en las simulaciones se opta por recortar la demanda de forma equitativa para todos los nodos de la red.

2.4.5. Excedentes

El actor Excedentes de SimSEE registra la energía disponible que no fue despachada por los generadores, como los vertimientos de las centrales hidráulicas. Este Actor es eliminado de las salas dado que dicha energía no ingresa al sistema,

Capítulo 2. Descripción de las herramientas utilizadas y Modelado del sistema

y por lo tanto no se tiene en cuenta en el modelo de red utilizado. En las Salas SimSEE sin comercio exterior, al eliminar los excedentes, todo sobrante de energía se traduce en restricciones operativas (recortes de generación), lo cual es una simplificación relevante ya que no se impacta a las redes con la circulación de dichos excedentes hacia el punto de exportación.

2.4.6. Generadores

Cada generador en el modelo de red se corresponde con un actor SimSEE. Las consignas de potencia activa para los estudios son aportadas directamente desde SimSEE para cada poste de cada paso de tiempo simulado. Los límites de reactiva de los generadores se establecen como un factor de potencia máximo y mínimo. De esta forma el despacho de reactiva está sujeto al despacho de activa. Por ejemplo si algún generador no estuviese entregando potencia activa, no tendrá rango de reactiva disponible para regular tensión. En la mayoría de los generadores del modelo este rango es de $\pm 30\%$ de la potencia activa que se encuentra suministrando. Los rangos utilizados están expresados en $tg(\phi) = Q/P$ y se encuentran en las tablas A.1 y A.2 del apéndice A.

Los únicos generadores del modelo que tienen un rango de reactiva independiente de su consigna de activa son los siguientes:

- Central Térmica de Respaldo (CTR) mantiene su rango fijo en ± 200 Mvar
- Compensador Estático de Reactiva (CER) modelado como un compensador sincrónico mantiene su rango fijo en ± 140 Mvar
- Montes del plata (MDP) mantiene su rango fijo en ± 60 Mvar
- Generadores de Intercambio internacional, se los deja libres sin límite para regular la tensión.

2.4.7. Intercambio internacional

Además de las barras del sistema eléctrico Uruguay se incluyen las dos barras pertenecientes a Argentina en 500 kV que completan el cuadrilátero compuesto por las barras de Colonia Elía, Salto Grande Argentina, Salto Grande Uruguay y San Javier.

Los actores SimSEE que representan el intercambio internacional con Argentina y Brasil son asociados a generadores en el modelo de red que están ubicados en el cuadrilátero Argentina-Uruguay, y en las convertoras de frecuencia Uruguay-Brasil ubicadas en Melo y Rivera.

Capítulo 3

Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

En este proyecto nos referimos al estrés de la red de Trasmisión como un estado de operación forzada o límite, donde la infraestructura está cerca de sus capacidades máximas y cualquier contingencia puede generar cortes, sobrecargas o problemas de estabilidad. En este capítulo crearemos un índice que nos permita medir este estrés y evaluar la red de Trasmisión eléctrica.

El índice de estrés diseñado evalúa ciertas magnitudes y variables de la red de Trasmisión. La herramienta incorpora una serie de parámetros clave, cada uno seleccionado por su relevancia en la caracterización del estrés en el sistema eléctrico.

3.1. Criterios a utilizar

3.1.1. Rangos de tensión admisible

Uno de los criterios clave para el índice de estrés es el de tensión admisible en barras del sistema eléctrico. La correcta regulación de la tensión es esencial para prevenir fallos y mejorar la eficiencia del sistema. Además, siempre hay que tener en cuenta el cumplimiento de las normativas establecidas.

En la tabla 3.1 se muestran los rangos aplicados estos valores se extraen del Reglamento de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica de la URSEA [14].

Nivel de Tensión	Rango Admisible
500 kV	0.95-1.05
150 kV	0.93-1.07
60 kV	0.9-1.1
31,5 kV	0.9-1.1

Tabla 3.1: Rango de tensiones admisibles

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

El cálculo que se realiza para la penalización de las barras quedará definido como la acumulación en las barras de:

$$Pen_V = \sum_b w_b \min\left[1, \left(\frac{|1 - V_b|}{V_{max} - V_{min}}\right)^n\right], V_{min} \leq V_b \leq V_{max} \quad (3.1)$$

Donde el índice b recorre las barras del sistema, w_b es el peso asignado para cada barra y n un exponente para variar la sensibilidad a desviaciones bajas.

Se le agrega además la posibilidad de agregar una jerarquía a las barras respecto a su nivel de tensión para diferenciar como se penalizan. Un ejemplo de esta jerarquización puede ser el siguiente lista:

- $w_{500kV} = 1$
- $w_{150kV} = 0,2$
- $w_{31,5kV} = 0,04$

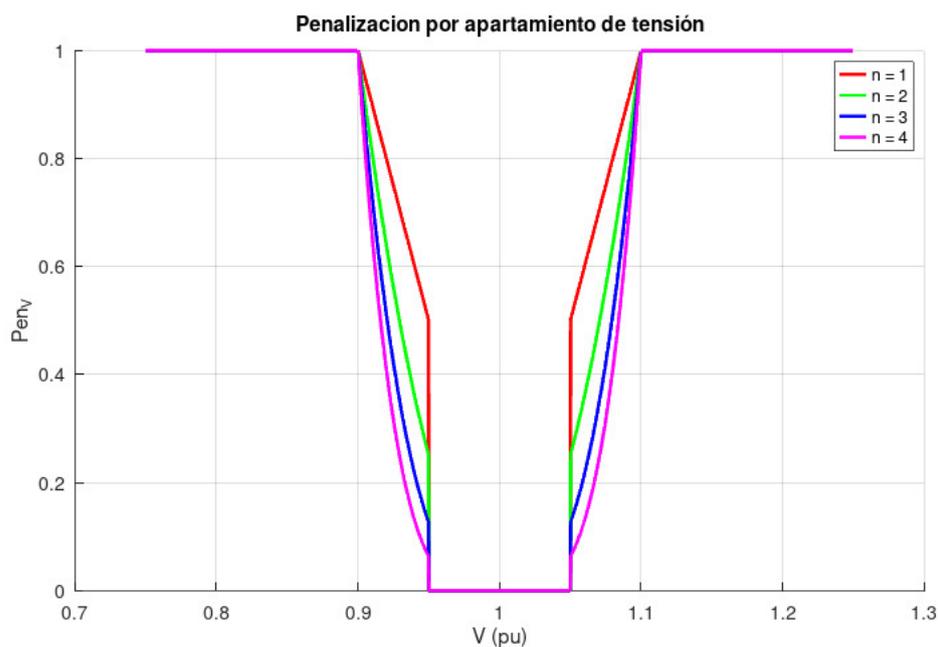


Figura 3.1: Función de penalización de tensión para un rango admisible de 0.95 a 1.05, representa la función descrita en (3.1)

En la figura 3.1 se muestra la función de penalización para diferentes valores de n en función de la tensión en por unidad, suponiendo que la barra es de 500 kV para la que corresponde el rango admisible de 0.95 a 1.05.

3.1.2. Capacidad de Trasmisión en Líneas y Transformadores

Para la elaboración del índice de estrés en una red eléctrica, uno de los criterios fundamentales es la capacidad de potencia que cada línea y transformador puede transferir. Este criterio se basa en el análisis de la capacidad nominal de cada línea y transformador, definida en el modelo de red utilizado para el estudio. El objetivo es identificar los puntos críticos donde la capacidad de transmisión puede ser superada, aplicando una metodología de penalización que permite evaluar adecuadamente el impacto de las sobrecargas en el índice de estrés.

Para los elementos de red puede también asignarse una jerarquía específica, por ejemplo basada en su tensión nominal, para dar mayor importancia en el análisis del estrés.

La Penalización de líneas para un escenario se calcula de la forma siguiente (3.2):

$$Pen_L = \sum_l w_l \min\left[1, \left(\frac{|S_l| - RATEA_l}{RATEA_l}\right)^n\right], V_{min} \leq V_b \leq V_{max} \quad (3.2)$$

Donde RATEA es el valor nominal de capacidad de la línea en estado normal (sin contingencias), y w_l se refiere a la jerarquía asignada. El valor de S_l es tomado como el más grande en módulo entre la potencia aparente entrante y saliente del elemento.

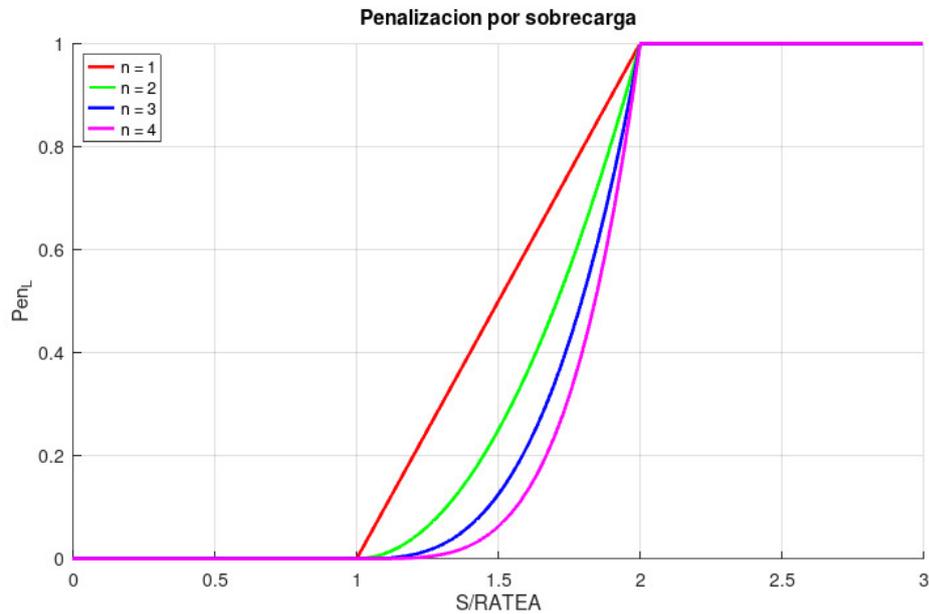


Figura 3.2: Función de penalización por sobrecarga, representa la función descrita en (3.2)

En la figura 3.2 se muestra la función de penalización para diferentes valores de n en función de la Potencia aparente en por unidad de la capacidad del elemento.

Para los transformadores de dos bobinados la penalización es idéntica a las líneas ya que el mismo cuenta con un solo valor de capacidad, mientras que para

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

los de tres bobinados es independiente en cada bobinado.

$$Pen_T = \sum_t \sum_i w_t (\min[1, (\frac{|S_{it}| - RATAi_t}{RATAi_t})^n]), V_{min} \leq V_b \leq V_{max} \quad (3.3)$$

Donde i recorre los bobinados del transformador t .

Este enfoque permite una evaluación detallada de la capacidad de transmisión de la red y asegura que las sobrecargas sean consideradas de manera justa en el índice de estrés. En nuestro estudio utilizamos $n = 2$ en (3.1), (3.2), y (3.3) y no se hace uso de las jerarquías w_b, w_l, w_t para ningún elemento de la red, pero pueden implementarse para reflejar la importancia o criticidad de algunos elementos, que por experiencia en la operación podría identificarse.

3.1.3. Otras variables de interés

Aprovechando la información de los resultados del flujo AC por Newton Rhapsion, además de los criterios anteriores se registran las siguientes variables para cada escenario a evaluar:

- Cantidad de barras penalizadas en tensión
- Tensión máxima, Tensión mínima y barras correspondientes
- Cantidad de líneas penalizadas por capacidad
- Cantidad de transformadores penalizados por capacidad
- Máxima sobrecarga de línea y elemento correspondiente
- Máxima sobrecarga de transformador y elemento correspondiente
- Cantidad de transformadores con taps al límite.
- Pérdidas totales de Potencia Activa y Reactiva
- Elemento con mayores pérdidas y el valor de pérdidas del mismo
- RoCoF: Rate of Change of Frequency, este parámetro es calculado previamente por SimSEE y es una estimación de la velocidad de variación de frecuencia del sistema ante un desbalance entre generación y demanda causado por una contingencia. Los generadores SimSEE tienen en su modelo valores de inercia, y existe la opción de que SimSEE tenga en cuenta unos valores mínimos de máquinas con inercia conectadas a la red a la hora de obtener el despacho óptimo. Dicha cantidad mínima puede determinarse en términos de la peor contingencia (ej: pérdida de la máquina más grande) o bien de forma dinámica como la peor contingencia posible (ej: pérdida de la máquina más grande que está siendo despachada). Este es uno de los métodos que SimSEE ya incorpora para tener en cuenta restricciones de la operación por estabilidad de frecuencia.

3.1.4. Potencia de Cortocircuito

En el análisis de redes eléctricas de alta tensión, la potencia de cortocircuito es un parámetro fundamental para evaluar la capacidad de la red para manejar fallos sin comprometer su estabilidad y la integridad de sus componentes. La potencia de cortocircuito, que refiere a la cantidad máxima de potencia que puede fluir por la red en caso de un cortocircuito, proporciona una medida crítica de la robustez del sistema frente a eventos de falla.

El objetivo de incluir la potencia de cortocircuito en el índice de estrés es doble. En primer lugar, permite una evaluación precisa de la solidez de la red en diversos puntos, lo que es crucial para identificar las áreas de mayor riesgo y para garantizar que la red pueda manejar nuevos escenarios de carga sin problemas. En segundo lugar, facilita la identificación de puntos en la red que tienen una mayor capacidad para soportar la integración de nuevos generadores. Este análisis resulta esencial para la planificación de expansiones y la integración de nuevas fuentes de generación, ya que asegura que la red pueda absorber la potencia adicional sin comprometer su estabilidad operativa.

Inicialmente el equipo se propuso implementar un método para calcular la potencia de cortocircuito en cada barra a partir del modelo de red y que pueda ser evaluado para cada escenario al formar parte del Índice de Estrés. Dado que el cálculo para una barra implica invertir una matriz de el tamaño de la red (véase la ecuación 3.6, el cálculo de la potencia de cortocircuito de muchas barras para cada escenario lleva un tiempo considerable. Por esta razón limitamos el uso de este cálculo como una variable más para la identificación de puntos de integración de nueva generación.

A continuación se describe el método implementado para el cálculo de la potencia de cortocircuito en una barra.

Se plantea el modelo de la figura 3.3 compuesto por una barra que se encuentra a tensión V , que puede o no tener un generador conectado (Excitación E como fuente de tensión e impedancia síncrona z_s) y un modelo Norton equivalente de el resto de la red en el instante previo al cortocircuito (Fuente de corriente I_{th} y admitancia y_{th}).

- Se considera que la demanda no aporta al cortocircuito.
- Se considera la impedancia síncrona de los generadores para calcular su aporte al cortocircuito.
- Se calcula el equivalente Norton de la red entre la barra y tierra de esta forma se obtiene una fuente de corriente y una admitancia equivalente.
- En caso de haber un generador en la barra se agrega su modelo en paralelo, como se observa en la figura 3.3.

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

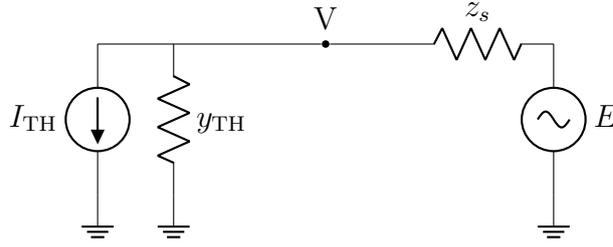


Figura 3.3: Modelo Norton equivalente para el cálculo de la potencia de cortocircuito en caso de barra con generador.

Cálculo del equivalente Norton

Partiendo de la ecuación 2.4 que volvemos a escribir:

$$I = YU$$

puede distinguirse dos tipos de barras diferentes:

$$\begin{bmatrix} I_i \\ I_e \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} Y_{ii} & Y_{ie} \\ Y_{ei} & Y_{ee} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_i \\ U_e \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

donde los subíndice e serían las barras que se mantendrán en el modelo, mientras que los subíndice i son eliminadas para obtener un equivalente.

El siguiente procedimiento es general para obtener una red equivalente compuesta por menos barras que la red original. En este caso nos quedaremos con solo una barra, las dimensiones de las matrices Y_{ii} , Y_{ei} , Y_{ie} e Y_{ee} son $(n-1) \times (n-1)$, $1 \times (n-1)$, $(n-1) \times 1$ y 1×1 respectivamente siendo n la cantidad total de barras.

Asumiendo Y_{ii} se despeja U_i de la ecuación 3.4, se tiene:

$$U_i = Y_{ii}^{-1}(I_i - Y_{ie}U_e) \quad (3.5)$$

sustituyendo en 3.4:

$$I_e = Y_{ei}Y_{ii}^{-1}(I_i - Y_{ie}U_e) + Y_{ee}U_e = [Y_{ee} - Y_{ei}Y_{ii}^{-1}Y_{ie}]U_e + Y_{ei}Y_{ii}^{-1}I_i \quad (3.6)$$

La ecuación 3.6 es el balance de potencia de un nodo conectado a tierra a través de la admitancia equivalente $Y_{th} = Y_{ee} - Y_{ei}Y_{ii}^{-1}Y_{ie}$ y con una fuente de corriente conectada de valor $I_{th} = -Y_{ei}Y_{ii}^{-1}I_i$ como aparecen en la figura 3.3.

Para el cálculo de la corriente I_i se desprecia el aporte de la demanda, mientras que los generadores aportan una corriente $I = E/z_s$ siendo $E \cong 1$ la excitación del generador, esto es directo del modelo Northon de un generador. Además en la matriz de admitancias Y debe incluirse la admitancia de los generadores ($1/z_s$). En el caso de generadores no sincrónicos, el modelo de red detalla impedancias con $X_s = 1$ pu, lo que limita el aporte a valores reducidos en comparación con los generadores síncronos. Si bien estamos utilizando las impedancias síncronas de los generadores, las cuales corresponden al estado estacionario, una mejor aproximación sería utilizar las impedancias subtransitorias de las máquinas.

3.1. Criterios a utilizar

Finalmente conocido el modelo equivalente de la red en la barra de la figura 3.3 y planteando un cortocircuito a tierra puede calcularse la potencia de cortocircuito:

$$I_{cc} = -I_{th} + E/z_s \quad (3.7)$$

$$S_{cc} = V * I_{cc}^* \quad (3.8)$$

Los resultados obtenidos de potencia de cortocircuito en barras, para un escenario particular, fueron comparados con un estudio realizado por UTE en 2010, donde se establecen valores mínimos por barra [16]. En las Figuras 3.4 y 3.5 se muestran mapas de calor de la potencia de cortocircuito en MVA, donde están los valores calculados, y los valores del estudio de referencia realizado en 2010.

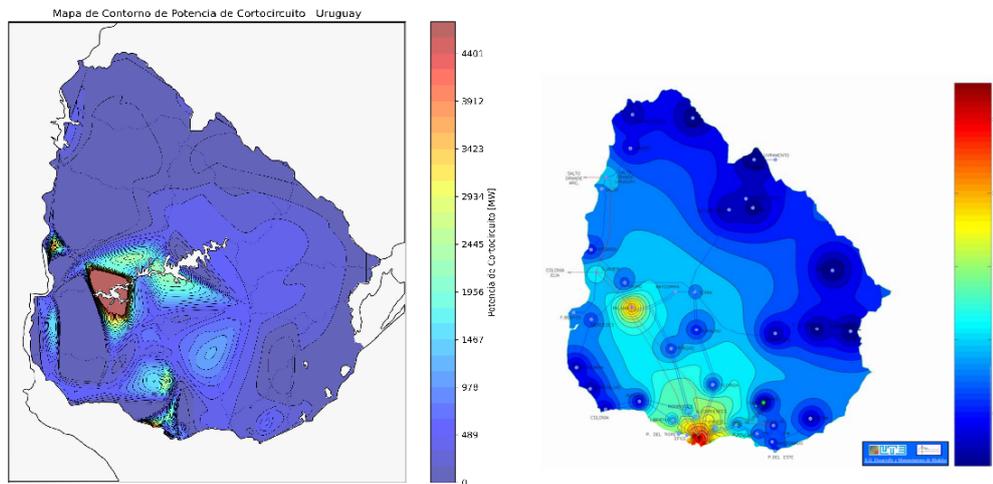


Figura 3.4: Potencia de Cortocircuito en Barras de la red eléctrica Uruguay comparación calculadas por el grupo (izquierda) y estudio elaborado por UTE 2010 (derecha).

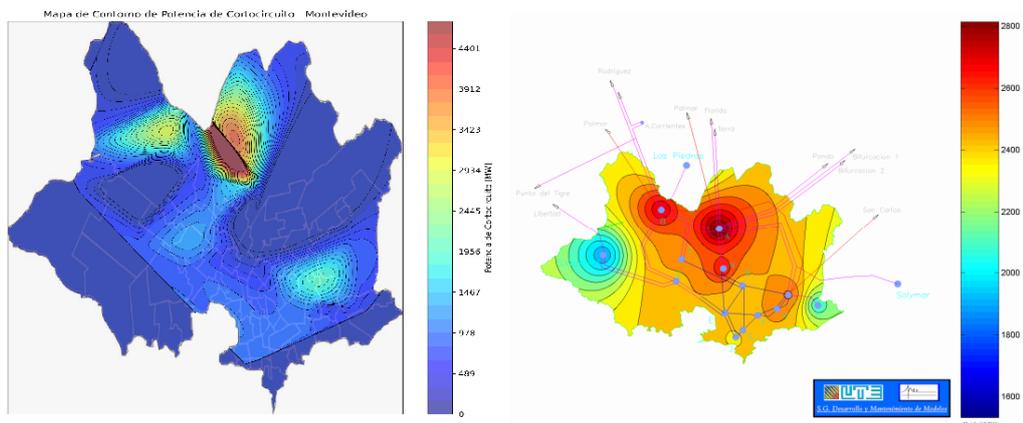


Figura 3.5: Potencia de Cortocircuito en Barras de la red eléctrica en Montevideo comparación calculadas por el grupo (izquierda) y estudio elaborado por UTE 2010 (derecha).

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

Comparando los resultados obtenidos con el estudio de referencia en la figura 3.4 vemos que en ambos casos los puntos de mayor potencia se centran en Montevideo y Palmar. Los valores elevados en barras de gran generación como Punta del Tigre y las de intercambio con Argentina se deben a que tales centrales se encuentran despachando en el escenario elegido para el cálculo, en comparación con el estudio de UTE que corresponde a diferentes escenarios para obtener valores mínimos en cada barra.

En el caso de la figura 3.5 comparando los resultados de las barras de Montevideo, notamos que las máximas potencias de cortocircuito se dan en las barras de MVA, MVB y MVE.

Los valores obtenidos de impedancia vista resultan más bajos que los que figuran en el estudio, lo cual podría explicarse por la diferencia en la configuración de la red respecto al año 2010 en que se realizó. La diferencia entre la red de 2024 respecto a 2010 [15] se observa en la figura 3.6. Además existe una gran mejora en la red metropolitana en nuevas conexiones.

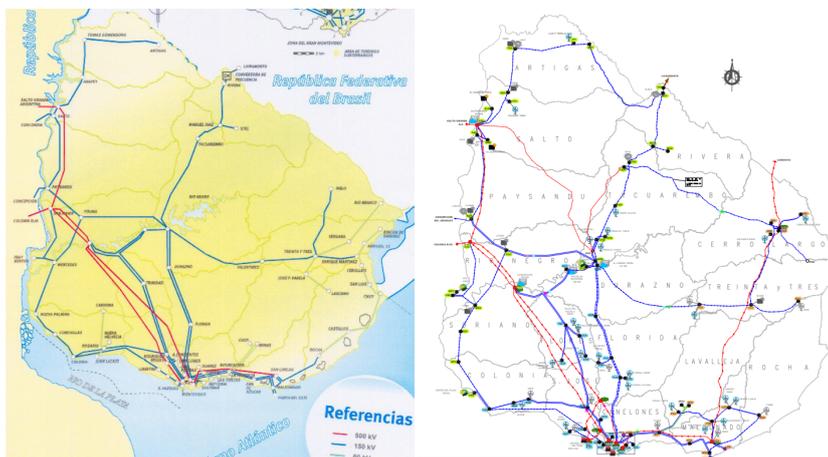


Figura 3.6: Comparación Red de Trasmisión del Uruguay (Izquierda red 2010, Derecha: red 2024).

El motivo de esta comparación fue verificar que el cálculo de potencia de cortocircuito obtiene valores del orden a los existentes en la red.

3.1.5. Criterio N-1

Conocer el grado de seguridad de un sistema eléctrico es un problema de crucial importancia tanto en tareas de planificación como en su explotación diaria. Dejando a un lado los problemas de naturaleza dinámica, la seguridad del sistema siempre debe ser entendida como seguridad frente a una serie de contingencias determinadas a priori, y que, por tanto, condicionan el propio concepto de seguridad y su cuantificación.

En consecuencia, un análisis de seguridad, más conocido como análisis de contingencias, consiste básicamente en realizar múltiples estudios en los cuales se determina el estado de la red tras la pérdida de uno o varios elementos del sistema eléctrico. El análisis de contingencias implica, en principio, realizar un flujo de cargas completo para cada una de las contingencias seleccionadas.

El criterio N-1 (se realiza un análisis propio en 6) consiste asegurar que la red puede seguir funcionando sin problemas cuando falla uno de sus N elementos, es decir, se opera con N-1 elementos. Este criterio es muy usado por los operadores de sistemas eléctricos tanto para la planificación diaria como en situaciones de emergencia, porque es clave para asegurar la confiabilidad y estabilidad del sistema. Su importancia crece en redes interconectadas o de gran tamaño, donde la coordinación entre varios elementos de generación, transmisión y distribución es crucial para evitar sobrecargas o fallos en cadena. Como herramienta, ayuda a identificar los puntos más críticos del sistema, priorizando aquellos que, si fallan, podrían causar problemas en el suministro eléctrico.

Incluso con el algoritmo de flujo de cargas que proporciona mayor rapidez y con los mejores ordenadores, el tiempo necesario para llevar a cabo un análisis de contingencias completo se hace prohibitivo para su utilización en tiempo real y, en muchos casos, colma la paciencia de los ingenieros de planificación. Aunque con el continuo desarrollo de ordenadores cada vez más rápidos dicho convencimiento comienza a dejar de tener justificación. Por este motivo en este proyecto no fue posible implementar este criterio en el índice de estrés, pues realizar el cálculo para cada escenario a evaluar resultaría en tiempos elevados. Se decidió tomar un conjunto de escenarios para realizar este estudio por separado, buscando ver cuales son los elementos de la red actual que resultarían problemáticos en caso de falla. De la misma forma el grupo se propuso buscar soluciones para reducir estos efectos.

A continuación se describe la forma en que este criterio fue implementado:

- Se consideran los escenarios del año 2023, obtenidos de una simulación de SimSEE de paso diario, con 4 postes, considerando 20 crónicas. En total se evalúan 29200 ($356 \text{ días} \times 4 \text{ postes} \times 20 \text{ crónicas}$) escenarios diferentes.
- Para cada uno de los escenarios considerados se consideran las contingencias de todas las líneas y transformadores cuya tensión es mayor o igual a 150 kV, es decir, fallas en el sistema de transmisión en Alta Tensión. Para la red 2023 la cantidad de contingencias a evaluar son 219.
- El total de flujos en el estudio resulta de más de seis millones (debido a

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

evaluar las 219 contingencias en los 29200 escenarios). Se utiliza el flujo desacoplado rápido que permite obtener con precisión los flujos de activa y reactiva por los elementos en cada escenario luego de cada contingencia y de esta forma evaluar la existencia de sobrecargas. Dado que este método no impone límites a los generadores en el control de tensión, no se evalúa el control de las tensiones en condición N-1.

- La gran cantidad de casos a evaluar implicó realizar una implementación en modo multihilo. El método desacoplado rápido implica re-calcular las matrices cuando existe un cambio en la red (matriz de admitancias). Buscando aprovechar la velocidad para evaluar múltiples escenarios bajo una misma topología la implementación fue realizada para que cada núcleo del procesador utilizado se encargue de una contingencia. Esto permitió realizar el estudio en aproximadamente 90 minutos utilizando una CPU de 192 núcleos.
- Para las sobrecargas en estado de contingencia n-1 los elementos se evalúan según su segundo nivel de RATE, que es la capacidad de la línea para condiciones de corta duración.

En el modelo utilizado, los transformadores pueden dividirse en dos grupos. Por un lado los elevadores de tensión que se encuentran junto a los generadores, y por el otro los reductores, que se encuentran junto a las demandas en 30 y 60 kV. Esto implica que la existencia de sobrecargas en los transformadores se deban principalmente a la libre regulación de tensión por parte de los generadores en el primer grupo, y a una sobre estimación de la demanda de una subestación en el segundo. Es por esto que a la hora de evaluar las contingencias con el flujo rápido sin imponer límites en el control de tensión de los generadores, no tiene sentido evaluar la sobrecarga de los transformadores en este estudio (aunque sí es de gran importancia en el Índice de Estrés ya que el mismo es evaluado imponiendo límites en la regulación de tensión). Por estas razones la salida de este estudio es la siguiente:

- Probabilidades: Para cada contingencia se guarda la cantidad de veces que se sobrecarga cada línea y la cantidad de casos evaluados (que convergen). Esto permite ver la frecuencia con que se sobrecarga una línea en cada contingencia y en el total del estudio.
- SCmax: Para cada línea se guarda el valor de la sobrecarga más grande que tuvo a lo largo de todo el estudio y en qué contingencia y escenario tuvo lugar.
- SumaSC: Para cada línea se guarda la suma de todas las sobrecargas que tuvo a lo largo de todo el estudio. (esto resulta útil para saber si la línea se sobrecarga en muchos escenarios independientemente de las contingencias)

Los resultados de estos análisis y propuestas de mejoras se detallan en el capítulo 6.

3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023

Nuestro índice compuesto por tres indicadores se aplica sobre un conjunto de escenarios. Los escenarios de despacho son el resultado de una simulación con SimSEE, sobre sala la utilizada por ADME para la garantía de suministro 2023.

La Sala es de paso diario con cuatro postes monótonos de duración 1, 4, 13 y 6 horas respectivamente, se simulan 20 crónicas, por lo que en total se evalúan 29200 escenarios, o visto de otra manera, se simula 20 veces el despacho diario de 2023, donde cada escenario corresponde a un conjunto de horas del día con una demanda neta de valor similar.

Como política de operación para las simulaciones se utiliza la función de costo futuro obtenida de una previa optimización. Esto es una aproximación a los efectos de bajar los tiempos de computo

3.2.1. Conexión con SimSEE

Se genera una plantilla SimRes3 con una operación crónica que escribe un archivo binario, conteniendo el resultado de las simulaciones, esto es, para cada poste de cada paso de tiempo de cada crónica, se guarda el despacho de cada generador del sistema incluyendo los generadores de falla y la demanda total del sistema. Posteriormente este binario puede ser leído por SimSEPEE y almacenado de forma organizada, permitiendo acceder a cada instante de la simulación y cargarlo en el modelo de red.

3.2.2. Distribución de la demanda

Cada poste simulado con SimSEE puede estar compuesto por varias horas no consecutivas, por ejemplo, si el poste número 2 fuese de tres horas, estas tres horas podrían ser las 8:00, las 12:00 y las 14:00 si para ese paso de tiempo dichas horas resultaron en valores similares de demanda neta. Para simular este poste es necesario elegir entre los factores quinceminutales SMEC de 2023. En nuestro caso optamos por que los factores correspondientes a la fecha a simular sean elegidos de forma aleatoria, es decir, se sorteaba entre cualquiera de las horas pertenecientes al poste, y entre cualquiera de los cuartos de la hora elegida, el motivo fue agregar variabilidad a las diferentes crónicas. Otra opción manejada fue realizar el promedio de todos los factores del poste o utilizar factores horarios. La elección aleatoria de los factores se realiza de forma inmediata a la hora de cargar un escenario para simular. Una mejor forma de que estos factores realmente reflejen el comportamiento nodal de la demanda para los escenarios correspondientes hubiera sido el uso de postizado por demanda total y no demanda neta. Al postizar por demanda total, el primer poste correspondería a las horas de mayor demanda, el siguiente a un menor nivel de demanda y así sucesivamente. De esta forma los requerimientos de potencia quedan definidos en cada poste, permitiendo analizar escenarios punta o valle en la red de Trasmisión. El usar la demanda neta para postizar en lugar de la demanda total es útil para resolver el despacho óptimo pues caracteriza las horas en términos de la demanda de potencia que es gestionable con los recursos

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

disponibles, pero no brinda una caracterización del requerimiento real de potencia en la red.

3.2.3. Tratamiento de las pérdidas

Las Salas SimSEE utilizadas en este proyecto son de nodo único, por lo que no se modela la transmisión y por ende las pérdidas de energía están incluidas en la demanda (demanda vista por la generación) a la hora de calcular el despacho óptimo y simular. Por esta razón al escribir directamente los resultados de las simulaciones SimSEE sobre el modelo de la red y resolver el flujo, aparecerá en el generador Slack una potencia entregada a la red igual a las pérdidas del modelo para ese despacho. Por lo tanto para eliminar este residuo se optó por restarlo a la demanda haciendo uso de “factores de pérdidas” previamente calculados. El cálculo de estos factores nodales se realizó sobre un escenario base, midiendo la variación en las pérdidas totales del sistema por el aumento de 1 MW en el consumo de un nodo de la red. Repitiendo para cada nodo se obtienen estos factores que son utilizados para corregir el consumo P_L de cada subestación como:

$$\Delta P_{Li} = -P_{slack} \frac{f_i * P_{Li}}{\sum_j f_j * P_{Lj}}$$

donde f_i es el factor de pérdidas de la barra i y P_{Slack} es la potencia entregada por el generador Slack resultante de un flujo AC.

3.2.4. Ejecutable final

Se genera un ejecutable SimSEPPEE para correr los escenarios y evaluarlos con el índice de estrés. Dicho ejecutable lee los siguientes archivos:

- Modelo de Red: Lee el modelo de red en el formato de PSSE versión 32.
- Factores de distribución: Lee los factores 2023 para distribuir la demanda del país en las diferentes Subestaciones según la fecha del escenario.
- Binario con consignas de generación: Lee el binario con los escenarios, resultado de una previa simulación con SimSEE.
- Factores de pérdidas: Lee los factores para ajustar la demanda por pérdidas al correr cada escenario.
- Coordenadas Unifilar: Lee las cordenadas de las barras para dibujar unifilares con los resultados de cada flujo (si es necesario).

Al correr cada escenario, se evalúa a través del índice y se guardan los resultados en un buffer. Finalmente se imprimen los resultados en un archivo.

3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023

3.2.5. Resultados de la simulación 2023

La cantidad de escenarios simulados son 29120, correspondientes a 20 crónicas del año 2023, dividiendo cada día en 4 postes. La convergencia de esta simulación es total.

En la figura 3.7 se observa el promedio diario de la generación por fuente, resultado de la simulación de SimSEE para el año 2023.

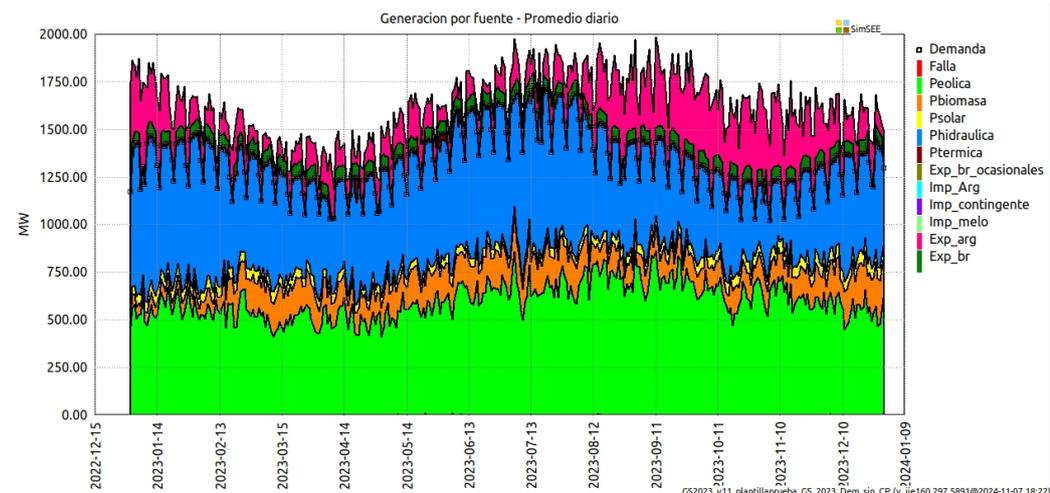


Figura 3.7: Demanda y fuentes de generación resultado de la simulación de 2023, promedio diario. Valores por encima de la demanda son exportaciones

Penalizaciones

La Figura 3.8 muestra la evolución temporal de la penalidad por apartamientos de tensión (3.1) en el año 2023. En ella se muestra el valor promedio en las 20 crónicas y las probabilidades de excedencia que indican el valor superado en el 10% y 90% de las crónicas. En ella se aprecia una oscilación similar a la demanda en la figura 3.7, con correlación negativa. Esto puede explicarse en la operativa por los problemas de tensión que surgen en su mayoría cuando la demanda es baja, por los aportes de reactiva de la red.

Adicionalmente la penalización tiene un valor medio aproximado de 4,67. En la mayoría de los casos la penalidad alcanza valores cercanos a 5. Esto es causado por una cantidad aproximada de 13 barras de 150 kV a una tensión de 1.09 pu (el máximo permitido es de 1.07 pu como indica 3.1). La causa de este problema de tensión corresponde a bancos de capacitores fijos ubicados en barras de UPM2 (que cuenta con 7 barras en el modelo), lo cual eleva la tensión en las cercanías de PTO (Paso de los Toros) llegando hasta barras de CPA (Cuchilla del Peralta A) y VAL (Valentines). Dado que no se consiguieron medidas de la subestación de UPM2 no pudo modelarse su consumo en el flujo, no hay caída de tensión en las barras y los capacitores fijos existentes en UPM2 elevan la tensión sobre los

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

valores admisibles. Este efecto de los capacitores que se mantienen conectados en todos los escenarios alcanza un valor de 5,3 en el peor caso.

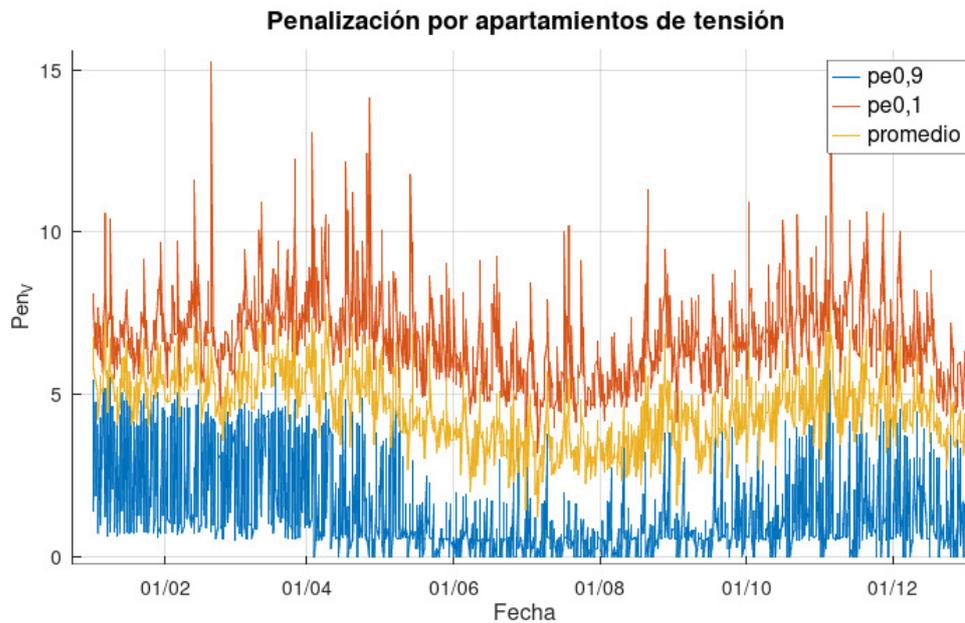


Figura 3.8: Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de tensión en 2023

En la figura 3.9 se observa la penalización de sobrecarga de líneas (3.2), la cual parece comportarse de forma constante a lo largo del año, siendo nula en la mayoría de los escenarios y ligeramente mayor en promedio pasados los meses de agosto - septiembre, coincidiendo con el pico de demanda de invierno y grandes valores de exportación a Argentina.

3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023

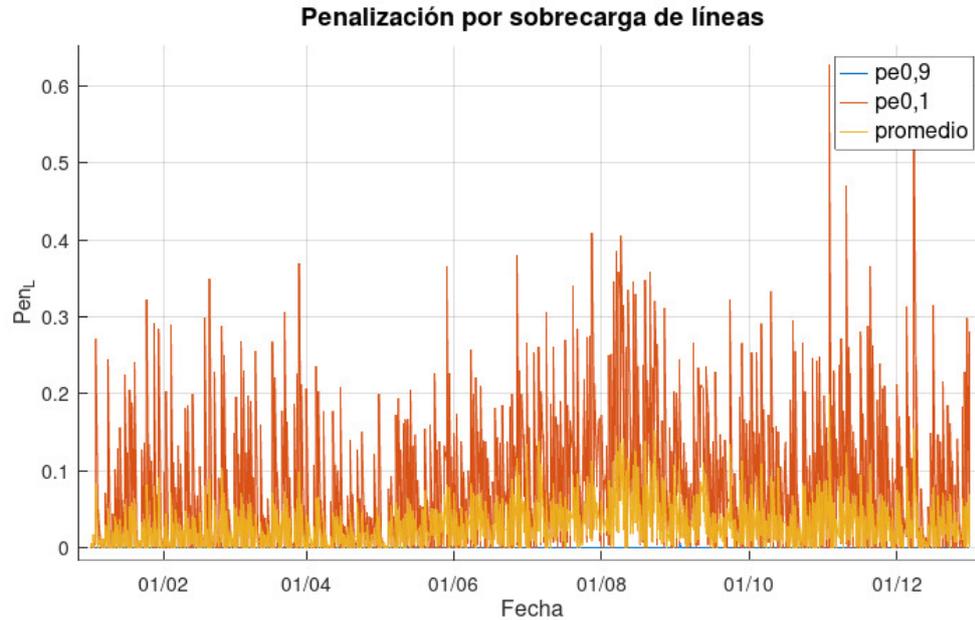


Figura 3.9: Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de sobrecargas de líneas en 2023

En la figura 3.10 se observa la penalización de sobrecarga de transformadores (3.3), en este caso esta penalidad parece ser independiente entre crónicas. Analizando una crónica se observa que la forma de esta figura coincide con la forma de la sobrecarga individual más grande del escenario, es decir, que casi toda la penalización de un escenario corresponde únicamente a un elemento en la red. En el 84% de los escenarios de cada crónica la penalización supera el valor 0,5 y el transformador con mayor sobrecarga se encuentra en la subestación de Solymar (SOL).

Analizando el caso detenidamente en los transformadores con mayor penalización se observa circulación de reactiva entre los tres transformadores de la subestación SOL que no proviene de generación ni demanda. Esto puede observarse en la figura 3.11.

La causa de esta circulación se debe a que el transformador T2 es ligeramente diferente en el modelo respecto de los otros T1 y T3 que son idénticos. Estos transformadores cuentan con dos reguladores de tensión por CBC (cambiadores bajo carga), uno para el lado de 150 kV y otro para el de 60 kV. Además de ser diferente en impedancia, el transformador T2 tiene una consigna de tensión más restrictiva (rango más acotado) de los demás en su CBC del lado de 60 kV. Esta diferencia en sus impedancias (pasos del CBC) al regular la tensión en la barra de 60 kV genera esta reactiva circulante que sobrecarga los transformadores. Las sobrecargas se dan en el bobinado primario 150 kV y secundario 60 kV de los transformadores y generan una penalidad que alcanza el valor 1,56 en el peor caso.

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

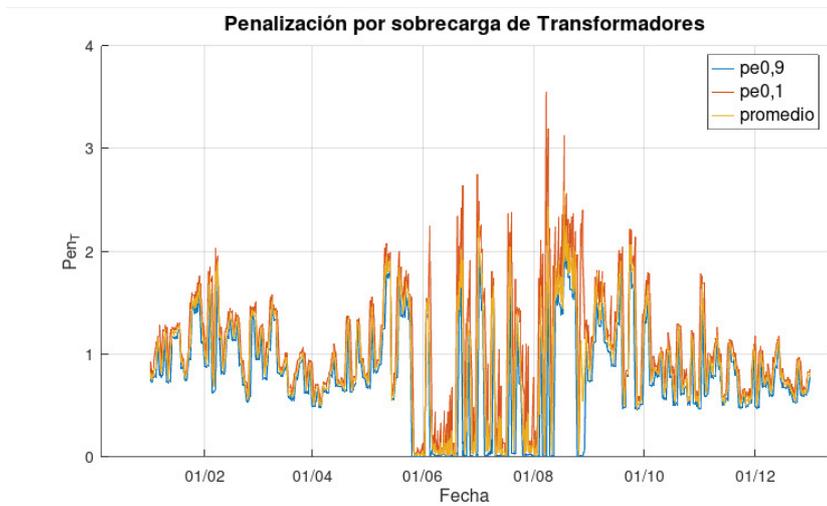


Figura 3.10: Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de sobrecargas de Transformadores en 2023

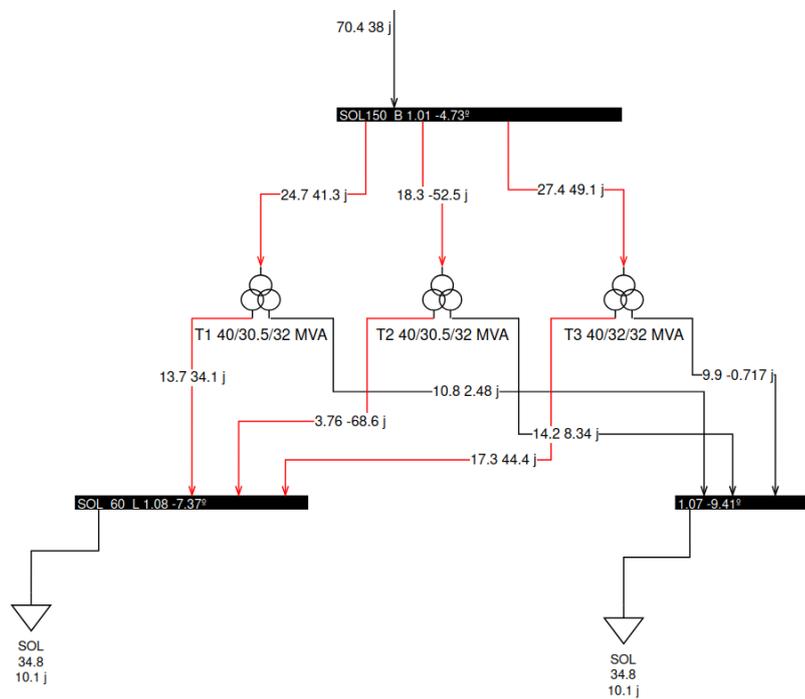


Figura 3.11: Circulación de reactiva entre transformadores de la subestación SOL para el escenario con mayor circulación

3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023

Curvas de permanencia

La Figura 3.12 presenta las curvas de permanencia correspondientes a cada penalización evaluada: apartamientos de tensión, sobrecargas en transformadores y sobrecargas en líneas. Estas curvas permiten visualizar qué porcentaje del tiempo cada penalización supera cierto valor, ordenando los valores de forma descendente. Adicionalmente agregamos a los gráficos los valores máximos de penalidad (línea punteada) que se analizaron anteriormente asociados a problemas puntuales de la red que están presentes en todos los escenarios y que no se traducen en un estado grave de la red.

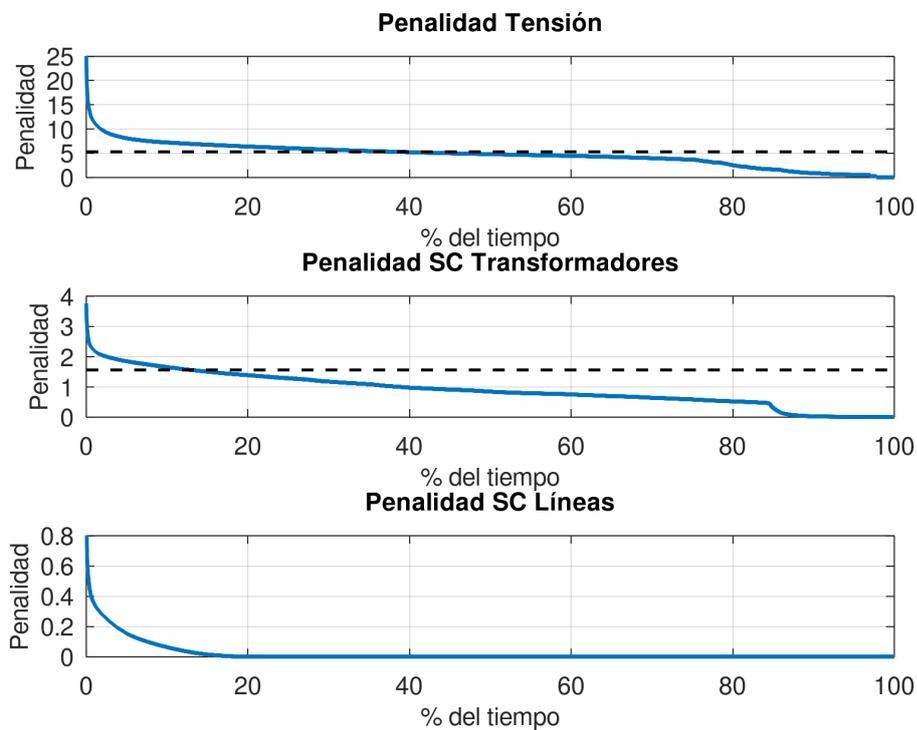


Figura 3.12: Curvas de permanencia de las penalizaciones individuales durante el año 2023.

De las curvas de la figura 3.12 se observa que la penalización de tensión existe durante casi el 100 % del tiempo. Como ya analizamos, en realidad las penalizaciones que se encuentran por encima del umbral marcado en la figura corresponden a las sobretensiones en barras de UPM2 y no representan un estado de estrés real sino que son causadas por una incompletitud en el modelado del sistema. Las barras que ocupan el valor máximo de tensión en cada escenario corresponden casi en su totalidad a las barras de UPM2 en Paso de los Toros, mientras que la tensión mínima sucede su mayoría en barras de Palmar (PAL), Cerrogrande (SRI), Pastoreale (ICO) y Luz de Río (PIB).

Para el caso de los transformadores en la segunda gráfica de la figura 3.12 se observa la permanencia de la penalización de transformadores, la cual se debe prin-

Capítulo 3. Creación del Índice de Estrés y otras herramientas de análisis

principalmente al ya analizado problema en la subestación SOL. El umbral marcado en la gráfica es el valor máximo de penalización que puede generar esta circulación de reactiva causada por un mal modelado del comportamiento de los transformadores. Consideramos que una penalidad menor a este umbral no representa un estado de estrés en la red.

La penalización de líneas es nula en la mayoría de los escenarios. En los casos de penalización, las líneas con las mayores sobrecargas son: MVL-MVR (causado por el despacho de la central CTR a pleno en MVL), las líneas que conectan las centrales hidráulicas PAL-BAY y BON-BAY, SGU-CLF, PAM-TAB, YOU-MER y FLO-MVA.

Otras variables de interés

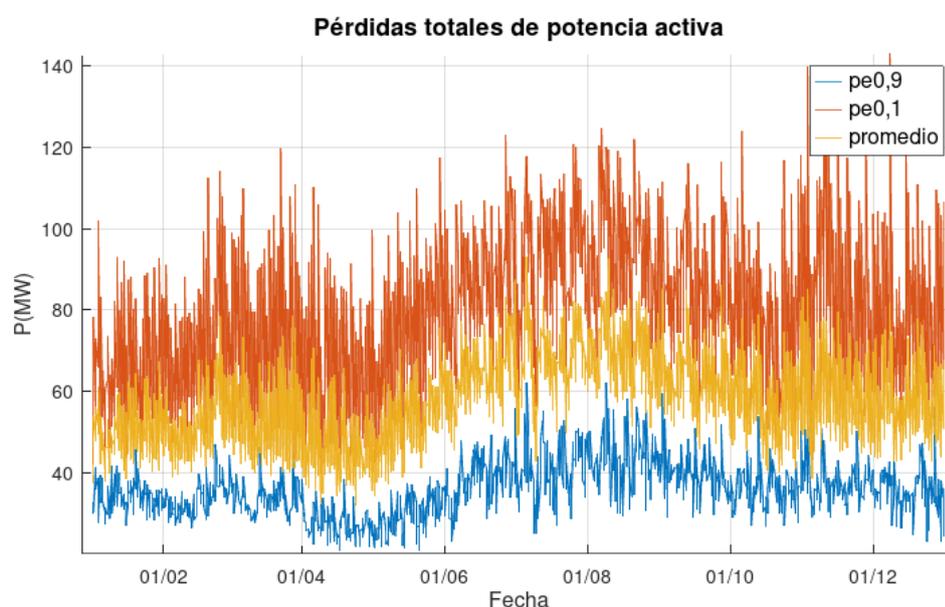


Figura 3.13: Promedio y probabilidades de excedencia de las pérdidas totales de potencia activa en 2023

La Figura 3.13 muestra la evolución de las pérdidas técnicas de potencia activa (en MW) a lo largo del año 2023. El promedio en todas las crónicas resulta en 55 MW, el valor máximo registrado alcanza los 168 MW mientras que el mínimo es 16 MW. Además de la esperable correlación de las pérdidas con la demanda, se observa que en los casos de mayores pérdidas la penalización de tensión es en promedio más baja, mientras que las de líneas y transformadores es más alta. De nuevo esto puede explicarse por los aportes de reactiva de la red, que dificultan el control de las tensiones cuando la demanda (y las pérdidas) son bajas.

El elemento con mayores pérdidas es la línea PAL-BAY, que como ya se observó también está entre las más sobrecargadas. Otra línea con valores elevados de pérdidas es YOU-BOB.

3.2. Aplicación de las penalidades del índice al año 2023

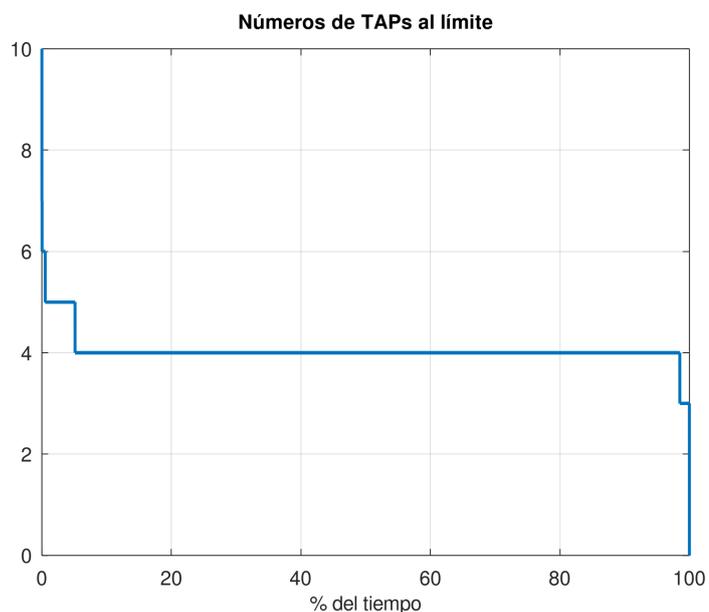


Figura 3.14: Curvas de permanencia de números de TAPs al límite durante el año 2023.

En la figura 3.14 se observa la cantidad de taps de transformadores de regulación que quedan con su control al límite, sin margen para controlar la tensión. Se observa que siempre existen taps al límite que no logran controlar la tensión en las barras al rango deseado. En la mayoría de los escenarios hay 4 transformadores con sus taps al límite.

- Transformador de CSA que regula la tensión de 150 kV entre (1.03-0.99) pu pero no lo logra ya que los parques eólicos Florida 1 y 2 regulan la tensión a 1.035 (las consignas son incompatibles).
- Dos transformadores de UPM2 que intentan bajar las tensiones elevadas por el problema ya analizado en la penalización de tensión.
- Transformador en Pastrale (ICO) donde hay problemas de baja tensión.

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Capítulo 4

Elección de Criterios Geográficos para la ubicación de nueva generación

Para buscar un plan de expansión que considere el impacto sobre la operación de la red, optamos por utilizar la herramienta OddFace. OddFace permite definir un "Problema" que es una forma de denominar a la optimización de un plan de expansión llevado a cabo en una sala SimSEE.

En un problema Oddface PIG, se utiliza una sala SimSEE con diferentes tecnologías de ampliación, y sobre ellas se busca saber cuándo y en qué cantidad es mejor instalar nuevas unidades, dentro de todas las etapas de decisión disponibles. De esta forma la optimización económica aparece al instalar en el momento justo, la cantidad justa de unidades para poder abastecer la demanda con las tecnologías disponibles que lleven a incurrir en el menor costo. A priori, instalar nuevas unidades de estas tecnologías no se asocia a ningún generador real en la red, sino que simbolizan un aumento neto en las inversiones sobre un tipo de tecnología de generación, como puede ser eólica, solar, ciclos combinados, etc.

La forma elegida de obtener una señal de localización fue asociar a cada tecnología una zona particular de la red. De esta forma pueden haber varias tecnologías de un mismo tipo (ej: eólica) donde cada una puede instalarse en una zona diferente. Por ejemplo puede definirse la tecnología "Solar zona 3" que puede instalar parques de generación solar PV unicamente en barras pertenecientes a la zona 3.

En resumen en el problema PIGRed las tecnologías se asocian a zonas de red y cada tecnología puede ser de un tipo u otro.

En tecnologías hidráulicas, eólicas y solares de salas SimSEE, la disponibilidad de los recursos durante las simulaciones se modela con fuentes CEGH. En la sala SimSEE, los actores eólicos existentes se encuentran conectados a una fuente generadora de series sintéticas CEGH, que proporciona la velocidad del viento en dirección x e y para cada parque eólico. De la misma forma los actores solares obtienen su índice kT a partir de una fuente CEGH. El actor SimSEE luego se encarga de traducir estos valores a la potencia entregada por el generador.

En este caso se utiliza una sala SimSEE con tres tipos de tecnologías posibles de ampliación:

Capítulo 4. Elección de Criterios Geográficos para la ubicación de nueva generación

- Eólica: para este tipo de tecnología se definen seis zonas diferentes. Cada zona se asocia a un actor eólico con un modelo de referencia idéntico a algún actor existente de la zona (el modelo es en esencia la curva de conversión viento potencia), y se conecta a un borne de viento x e y (no necesariamente los mismos bornes que el actor de referencia)
- Solar: los bornes de índices de claridad KT de la fuente CEGH corresponden a puntos del país que no están tan distribuidos como la información del viento. Por esta razón solo se definen dos zonas para el tipo Solar: Norte y Sur
- Biomasa: para esta tecnología se define una zona única, dado que la generación de este tipo de actor no depende de señales con localización.

Los detalles sobre esta elección de zonas para la posibilidad de expansión se basan en las señales de localización existentes en los actores SimSEE y en la división habitual de la red de Uruguay. Sin embargo la posibilidad de instalar un cierto tipo de tecnología en una barra de la red o en nuevas barras en su cercanía depende de diversos factores que no fueron considerados al elegir estas zonas, como la disponibilidad del recurso, costos de instalación y conexión a la red, emisiones, uso del suelo, regulaciones gubernamentales, etc.

A continuación se detallan las zonas y tecnologías asociadas que fueron definidas. En todos los casos se consideran únicamente las barras de AT en 150 kV para poder instalar nuevas unidades y se dejan fuera las barras de Montevideo salvo MVM, PIE y SVA.

4.1. Generadores Eólicos

Para la sala SimSEE considerada, los bornes de la fuente CEGH de vientos se encuentran asociados a los actores como se muestra en la tabla 4.1.

Se definen seis zonas de ampliación que distinguen la red en Litoral, Norte, Noreste, Centro, Montevideo, Sureste y Suroeste. Eliminando la zona Montevideo se determinan las zonas mostradas en la figura 4.1.

Cada zona/tecnología de eólica es representada en SimSEE por un actor con un modelo de referencia según la tabla 4.2, y dicho actor es conectado a dos bornes de la fuente CEGH. El detalle de los bornes de cada tecnología se encuentra en la tabla C.5 del apéndice A.

4.1. Generadores Eólicos

ID borne	Parques conectados
8	18 de julio, Carapé 1 y 2, Loma Alta Central, Nuevo Manantial Central
32	Arias, Luz de loma, luz de mar, luz de río, Talas de Maciel 1 y 2
26	Caracoles 1, Caracoles 2, Maldonado 1
58	Corfrisa, Villa Rodriguez
19	Cuchilla del peralta, Peralta 1 GCEE, Peralta 2 GCEE
47	ENGRAW, Florida 1, Florida 2
33	Juan Pablo Terra
37	Julieta, Valentines
46	Maria luz
23	MaryStay, Libertad, Kiyu, Magdalena
5	Melowind
29	Minas 1
60	Nuevo Pastore
34	Palomas
35	Pampa
7	Cerro Grande
36	Artilleros, Rosario, Ventus 1
45	Maldonado 2
56	Solis de Mataojo

Tabla 4.1: Tabla de bornes de velocidad de viento y parques conectados

Identificador en el Mapa	Zona Geográfica	Modelo de Referencia
Amarillo	Litoral	JP Terra
Verde	Norte	Pampa
Violeta	Noreste	Melowind
Celeste	Sureste	Maldonado 1
Rosado	Centro	Arias
Naranja	Suroeste	Artilleros

Tabla 4.2: Modelo de referencia para cada zona

Capítulo 4. Elección de Criterios Geográficos para la ubicación de nueva generación



Figura 4.1: Agrupación de barras para ampliación eólica.

4.2. Generadores Fotovoltaicos

En el caso de la generación solar los bornes de CEGH para índice KT se muestran en la tabla 4.3. A diferencia de los vientos, la información de índices KT de los parques está acumulada en el noroeste del país, por lo que se decide definir únicamente dos zonas para ampliación solar, como se muestra en la figura 4.2. El modelo de referencia para las ampliaciones de cada zona se observa en la tabla 4.4.

4.2. Generadores Fotovoltaicos

Parque PV	Borne indice kT
Abril	La Jacinta
Asahi	La Jacinta
TS	La Jacinta
MIEM_UTE	La Jacinta
Albisu	La Jacinta
Casalko	La Jacinta
Vingano	La Jacinta
La Jacinta	La Jacinta
El Naranjal	El Naranjal
Del Litoral	Del Litoral
Alto Cielo	Alto Cielo
Menafra	Menafra
Petilcoran	Petilcoran
Raditon	Raditon
Yarnel	Yarnel
Fenima	Fenima
Dicano	Dicano
Arapey	Arapey
Melo_UTE	Arapey
Natelu	Natelu
PTFA_UTE	Natelu
PTFB_UTE	Natelu

Tabla 4.3: Parques PV y borne de fuente CEGH de indices kT

Identificador en el Mapa	Zona Geográfica	Parque Fotovoltaico de Referencia
Verde	Norte	El Naranjal
Celeste	Sur	Natelu

Tabla 4.4: Borne y parque de referencia para cada zona de ampliación solar

Capítulo 4. Elección de Criterios Geográficos para la ubicación de nueva generación

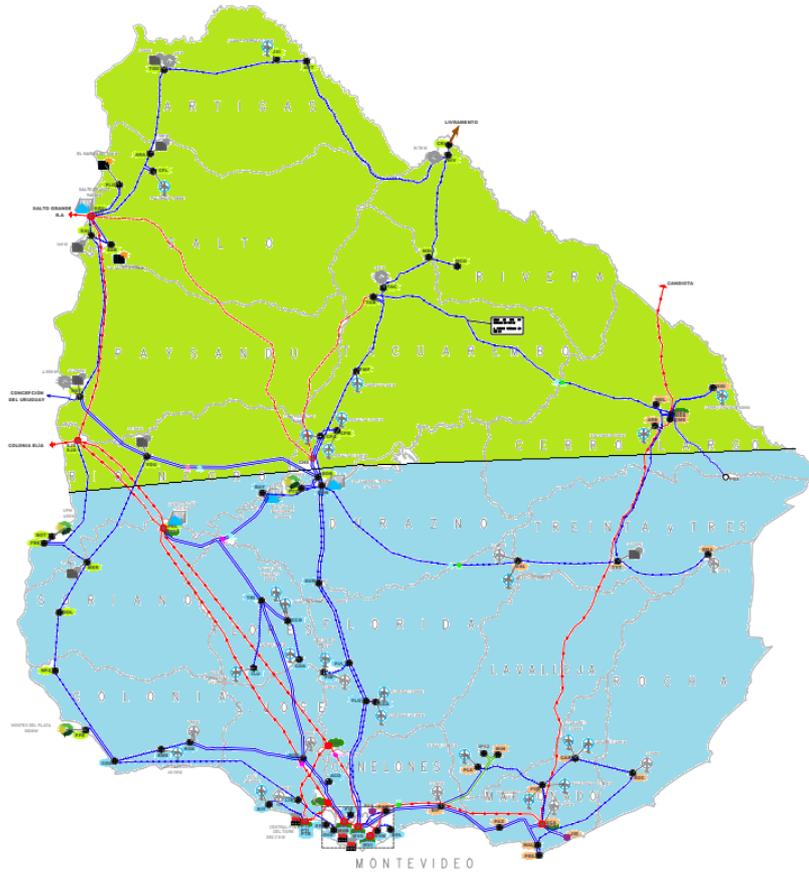


Figura 4.2: Agrupación de barras para ampliación de Solar PV.

4.3. Generadores Biomasa

El caso de los generadores de Biomasa se deja libre para instalarse en cualquier barra, exceptuando las barras centrales de la red de Montevideo.

4.4. Tecnologías Finales

Los parámetros para las tecnologías finales se muestran en el apéndice C. Las hipótesis sobre los costos de inversión de cada tipo de tecnología se obtiene desde el informe de Lazard LCOE [10].

Capítulo 5

Evaluación de planes de Expansión

5.1. Introducción

La evaluación de cada individuo en Oddface PIG consiste en cargar la sala SimSEE con el ADN del individuo (esto es, las unidades de cada tecnología con su fecha de puesta en servicio y salida), simular, y calcular el valor de la función objetivo. La función objetivo es una combinación lineal del valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda (VE_CAD), el Valor en riesgo (VaR) y el Valor en riesgo condicional (CVaR).

Se crea el problema OddFace PIGRed, que se encarga de realizar una segunda evaluación al individuo por medio del índice de estrés. Para esto una vez realizada la simulación SimSEE, se deben colocar los nuevos generadores sobre el modelo de red para posteriormente correr los flujos de cargas de todos los escenarios, calculando y acumulando el índice de estrés para cada uno de ellos.

Hace falta entonces definir cómo se colocará cada generador en la red y qué valores del índice de estrés se utilizarán para realizar la evaluación del individuo.

A continuación se describen los métodos que fueron implementados para la ubicación de los generadores en la red, se define cómo se combinan ambas evaluaciones de un individuo en el problema PIGRed y finalmente se analizan los resultados obtenidos por los individuos en general y por los mejores individuos.

5.2. Ubicación de Generadores

En el capítulo anterior se definieron las zonas de la red asociadas a cada tipo de tecnología. Sin embargo cada zona de la red está compuesta por una cantidad de barras donde es posible instalar los nuevos generadores.

Las tecnologías pueden instalar sus unidades únicamente en las etapas de decisión. En nuestro caso se elige que dichas etapas sean cada 365 días, de forma que cada año el individuo decide qué tecnologías instalar y cuántas unidades de cada una.

De cada escenario obtenido por la simulación SimSEE, se conoce el despacho de cada generador existente y el despacho neto de cada tecnología, y si alguna

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

tecnología debe instalar o desinstalar una cierta cantidad de unidades.

Los generadores de ampliación que se colocan en la red se modelan con $tg(\phi) = Q/P = \pm 0,32$ como la mayoría de los generadores del modelo de red. Además regulan la tensión de la barra en que se instalan a 1 pu.

Cuando alguna tecnología necesita instalar una nueva unidad es necesario elegir qué barras de la zona correspondiente serán las candidatas para instalar las nuevas unidades. Para esto se implementaron varios métodos que se detallan a continuación. Posteriormente se evalúa cada método utilizando el índice de estrés, acumulando únicamente la penalización de sobrecargas de líneas de todos los escenarios con las ubicaciones elegidas.

5.2.1. Aleatorio

Se recorren los escenarios buscando aquellos en que es necesario instalar o desinstalar unidades. En caso de que alguna tecnología quiera instalar nuevas unidades, la misma elige entre las barras de su zona de forma aleatoria, lo que puede llevar a instalar varias unidades sobre la misma barra.

5.2.2. Por Potencia de Cortocircuito

Como primer criterio para buscar las mejores barras en una zona se utiliza la potencia de cortocircuito. Al inicio se calcula la potencia de cortocircuito en barras y cada tecnología coloca sus nuevas unidades en la barra de mayor potencia dentro de su zona.

5.2.3. Iterativo PTDF

Como criterio inicial en la primer etapa se coloca las nuevas unidades en las barras con mayor potencia de cortocircuito. Al colocar una nueva unidad en una barra, si la capacidad de transmisión no es suficiente, el despacho de la nueva unidad generará sobrecargas en líneas de la red. Buscando corregir una mala elección de barras, haremos uso de los factores PTDF del flujo DC (ver sección 2.2.3). Estos factores que se calculan solo a partir de la matriz de admitancias, determinan cómo cambia el flujo por una conexión de la red al inyectar o extraer potencia en un nodo. Estos factores serán utilizados para asignar una puntuación a las barras de la red que busque identificar la influencia de cada barra sobre las sobrecargas.

Para poder identificar las unidades instaladas que son problemáticas, luego de cada fecha de instalación se corre con flujo desacoplado rápido los escenarios siguientes hasta la próxima fecha, es decir, se simula la etapa en que no hay instalación de unidades. Al correr este período, se evalúa cada escenario recorriendo las líneas de transmisión y verificando la existencia de sobrecargas. De encontrarse una sobrecarga en una línea, cada barra de la red acumula un puntaje que se calcula de la manera siguiente:

$$p_b = \sum_l sg * PTDF_{l,b} * \frac{SC_l}{RATEA_l}$$

5.2. Ubicación de Generadores

donde $PTDF_{l,b}$ es el factor asociado a la línea l para la barra b , SC_l es la sobrecarga de la línea en MVA cuyo valor es positivo o nulo (no se computan las holguras de las líneas) y sg es 1 o -1 dependiendo de si el sentido de la sobrecarga coincide con el sentido definido para los PTDF, es decir, si el sentido de la sobrecarga coincide con el sentido en que varía el flujo en la línea l al inyectar potencia en la barra b . En caso de coincidir se utiliza $sg = -1$, porque se entiende que la barra b estaría aportando a la sobrecarga.

Para una línea sobrecargada, un valor positivo de PTDF para una barra implica que la sobrecarga por la línea empeoraría de incrementarse la inyección de potencia por la barra.

Notar además que el puntaje se pondera por la gravedad de la sobrecarga buscando solucionar las peores primero, además también hay que notar que este método no se fija en la holgura que pueda llegar a tener cada línea, simplemente se fija en la sobrecarga, si una línea tiene holgura se considera de la misma forma de que si esta cargada al 100 % de su capacidad.

Al recorrer todas las líneas en todos los escenarios evaluados de la etapa actual, el puntaje acumulado en cada barra busca indicar si aumentar la inyección de potencia en dicha barra mejora o empeora las sobrecargas encontradas. Recorrer los escenarios y calcular estos puntajes tiene un bajo costo computacional y se realiza de forma inmediata, ya que los PTDF son valores fijos para una topología de la red.

Un puntaje muy negativo puede indicar que la barra es la mayor responsable por las sobrecargas encontradas, mientras que un puntaje muy positivo puede indicar cómo anular las sobrecargas encontradas.

Al final de la evaluación pueden observarse las barras con el menor puntaje. Si alguna unidad fue ubicada en dichas barras, es probable que tales unidades fueran las causantes de estas sobrecargas.

Para corregir estas unidades problemáticas inicialmente se intentó pasar las unidades desde las barras de menor puntaje hacia las barras de mayor puntaje. Sin embargo esto no mejoró la situación, ya que generalmente para una línea dada las barras que más afectan el flujo son las barras en sus extremos. Experimentalmente sucede que la unidad problemática es movida de un extremo a otro de la línea, volviendo a generar sobrecargas en el sentido opuesto. Para evitar este error, se modifica el algoritmo para pasar las unidades desde las barras de menor puntaje a las barras con puntaje más cercano a cero, es decir, aquellas que tienen menor influencia sobre las sobrecargas encontradas (esto es, que inyectar potencia por dichas barras no alivia ni empeora las sobrecargas). Iterando hasta que no quede ninguna unidad ubicada en las barras de menor puntaje (se definió en las 10 peores barras), habremos colocado las unidades sin generar grandes sobrecargas sobre la red existente, o bien habremos llegado a un máximo de iteraciones. Cuando se finaliza esta etapa las unidades quedan fijas, no pueden ser reubicadas y se pasa a la siguiente, donde habrá que ubicar otras unidades. En esta nueva etapa optamos por utilizar los últimos puntajes de la etapa anterior para colocar las nuevas unidades en las barras de mayor puntaje, buscando aliviar las sobrecargas de la etapa anterior con la instalación de nuevas unidades. Luego se repite el

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

procedimiento descrito para la etapa actual hasta haber pasado por todas las etapas de decisión.

Este método aunque puramente experimental, logró ser el que obtuvo el menor valor de penalización por sobrecargas de entre todos los métodos evaluados (aleatorio, colocación por potencia de cortocircuito, optimización lineal, y este último iterativo PTDF, ver 5.3).

5.2.4. Optimización lineal

Dado que el método anterior pareció mostrar que es posible minimizar las sobrecargas generadas por la instalación de generación en la red a partir del uso de factores de flujo DC, se plantea el problema de optimización lineal que se describe a continuación:

$$\min_{d_b, r_{be}} = \sum_{e=1}^{N_e} \sum_{b=1}^{N_b} cv \cdot r_{be} \cdot dt_e$$

sujeto a las restricciones:

$$c_l - \left| \sum_{b=1}^{N_b} PTDF_{lb} (p_{be} + d_b A_e - r_{be}) \right| \geq 0; l = 1..N_l; e = 1..N_e$$

$$d_b \geq 0; b = 1..N_b$$

$$r_{be} \geq 0; b = 1..N_b; e = 1..N_e$$

$$\sum_{b=1}^{N_b} d_b = 1$$

Esto es, buscar la distribución fija de las ampliaciones en las N_b barras de la red independientes del escenario e , que minimiza los recortes en generación r_{be} para todas las barras en los N_e escenarios evaluados. Siendo d_b el porcentaje de instalación de ampliaciones en la barra b , A_e el valor total de potencia generada por las nuevas unidades en el escenario e , $p_{b,e}$ la potencia neta inyectada en la barra b sin contar lo generado por las nuevas unidades y c_l la capacidad de la línea l (RATEA).

Notar que las restricciones implican que no existen sobrecargas por potencia activa sobre ninguna línea en todos los escenarios, permitiendo recortes en el despacho que pueden valuarse a un costo cv fijo y por la duración del escenario dt_e en que tienen lugar.

Para resolver este problema se utiliza el método Símplex, el mismo busca el mínimo de la función lineal recorriendo los límites de sus restricciones.

Para las restricciones de esta optimización se utilizaron los escenarios donde todas las unidades ya se encuentran instaladas, ya que es en esta etapa donde las inyecciones de potencia por parte de ampliaciones A_e es máxima.

Este método ignora las zonas en que debe instalarse cada unidad, pudiendo instalar cualquier unidad en la unión de las zonas.

5.2. Ubicación de Generadores

El resultado de la optimización llegó a anular la función objetivo. El resultado sobre 50 escenarios puede verse en la tabla 5.1 y para 100 escenarios en la tabla 5.2.

Variable	NID	Nombre	% Distribución
1	92001	NARANJAL	74.31 %
4	92031	PAY1502B	14.35 %
5	92040	SAL150_B	2.36 %
6	92060	ARA150_B	0.70 %
51	92640	MER150_B	3.43 %
52	92650	NPA150_B	2.74 %
57	92690	CON150_B	0.79 %
60	92940	DOL150_B	1.13 %
72	92730	MAL150_B	0.20 %

Tabla 5.1: Distribución óptima de ampliaciones en 50 escenarios

Variable	NID	Nombre	% Distribución
1	92001	NARANJAL	74.19 %
4	92031	PAY1502B	13.60 %
6	92060	ARA150_B	0.50 %
8	92062	CLF_150KV	0.04 %
51	92640	MER150_B	3.75 %
52	92650	NPA150_B	1.99 %
57	92690	CON150_B	0.27 %
60	92940	DOL150_B	1.13 %
72	92730	MAL150_B	4.54 %

Tabla 5.2: Distribución óptima de ampliaciones en 100 escenarios

Para evaluar la solución de 100 escenarios se distribuyen las unidades (sin distinguir la dimensión de cada una) de acuerdo a la distribución obtenida (aproximadamente ya que las unidades son discretas).

5.2.5. Evaluación de los métodos

Para un mismo individuo (fechas de instalación y cantidad de unidades en las respectivas zonas) se evalúan las distribuciones obtenidas por cada uno de los métodos descritos. En la tabla 5.3 se muestra el acumulado del índice de estrés para las sobrecargas de líneas de todos sus escenarios.

Se decide utilizar en adelante el método iterativo, ya que respeta las zonas descritas para cada tecnología y logra el mejor resultado para el individuo evaluado por sus sobrecargas.

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

Método	Penalización (Pen_L IE)
Aleatorio	7853
Ubicación por potencia de cortocircuito	4677
Iterativo con PTDF	369
Optimizador Recortes	707

Tabla 5.3: Penalización del índice de estrés por sobrecarga (acumulada en los escenarios) según método de ubicación de la generación para el mismo individuo.

5.3. Evaluación de un individuo

Para poder agregar el resultado del índice de estrés a la función objetivo es necesario obtener un valor único capaz de clasificar cada escenario. Se utilizan las funciones de penalización de tensión y de sobrecarga de líneas y transformadores normalizadas al valor medio obtenido en el análisis del año 2023 (cap. 3). De esta forma el valor normalizado a sumar a la función objetivo en cada escenario evaluado es el siguiente:

$$IE_{norm} = \frac{\frac{PenV}{\overline{PenV}_{2023}} + \frac{PenL}{\overline{PenL}_{2023}} + \frac{PenT}{\overline{PenT}_{2023}}}{3}$$

con los valores medios de 2023:

- $\overline{PenV}_{2023} = 4,67$
- $\overline{PenL}_{2023} = 0,0215$
- $\overline{PenT}_{2023} = 0,9067$

La sala utilizada para nuestro problema OddFace está fijada para simular una crónica desde el 28/10/2024 hasta el 01/01/2036 (11 años), con un paso semanal de 5 postes.

Inicialmente el valor esperado del costo de abastecimiento de la demanda para los primeros individuos del problema es aproximadamente 7000 MUSD. Se busca que el índice a agregar tenga valores similares al CAD de forma que Oddface pueda clasificar los individuos minimizando ambas cosas. Por esta razón se decide crear tres problemas OddFace PIGRed, con la misma sala y método de ubicación de generadores, variando únicamente la forma en que se suma el valor del índice de estrés a la función objetivo. Cabe destacar que en estas funciones objetivo los sumandos son de diferente naturaleza. La forma correcta de expansionar un sistema en el que se pretende minimizar el costo económico sería incluir en el costo de abastecimiento una penalización por apartamiento de los límites de la red como se hace por ejemplo con los costos de falla. Las funciones objetivo de cada problema se determinan por las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3. Las funciones tienen los coeficientes 7000, 3500 y 14000 respectivamente, de forma que la sensibilidad del índice de estrés para clasificar planes de expansión es diferente en cada problema.

$$f_{obj1} = \langle CAD \rangle + 7000 * \frac{\sum_{i=1}^{NConv} IE_{norm}^i}{NConv} \quad (5.1)$$

$$f_{obj2} = \langle CAD \rangle + 3500 * \frac{\sum_{i=1}^{NConv} IE_{norm}^i}{NConv} \quad (5.2)$$

$$f_{obj3} = \langle CAD \rangle + 14000 * \frac{\sum_{i=1}^{NConv} IE_{norm}^i}{NConv} \quad (5.3)$$

Siendo $NConv$ la cantidad de escenarios que convergen el flujo AC para el individuo. En este caso la cantidad de escenarios a evaluar en cada individuo es de 2915, esto se debe a que se simula una crónica durante 11 años y 2 meses con paso semanal, cada año equivale a 52 semanas y 5 postes ($2915 = 11, 21 \text{ años} \times 52 \text{ semanas} \times 5 \text{ postes}$). El problema 2 tiene la función objetivo con el menor peso del índice de estrés (IE), mientras que el problema 3 es el que tiene el mayor peso del IE, en tanto el problema 1 intenta que el CAD y el IE sean de peso similar.

5.4. Resultados

Se realizó la búsqueda de los mejores individuos de cada uno de los tres problemas. La sala utilizada es con comercio cerrado, es decir no se considera exportación/importación con los países vecinos. Los horizontes de simulación son desde 28/10/2024 hasta el 01/01/2036 con etapas de decisión anuales desde 2024 hasta 2031, (esto quiere decir que todos los 1 de Enero se podrá realizar la decisión de instalar o desinstalar unidades), la sala es de paso semanal de 5 postes y se simula solo una crónica por individuo.

En este caso fijamos el problema para simular unicamente una crónica por individuo, por lo que el sustento estadístico es básicamente la cantidad de reevaluaciones que alcance el individuo. Aumentar el número de crónicas hace que la cantidad de escenarios a correr con flujo AC y por lo tanto el tiempo de evaluación de un individuo aumente considerablemente. Para una crónica el tiempo de evaluación de cada individuo resulta en 2, 5hs, pero se usaron varios robots de cálculo en paralelo que permitieron calcular aproximadamente 6000 individuos en 20 días.

A continuación se muestran los resultados obtenidos, se evalúan alrededor de 2000 individuos por cada problema al momento de la redacción de este informe, sin embargo la búsqueda de individuos no fue detenida.

Los resultados de todos los individuos evaluados (IE, Unifilar, Planes de expansión), así como las consultas de cada problema se encuentran en [8].

5.4.1. Evolución de los costos

Dado que los algoritmos genéticos son una metaheurística, no puede garantizarse una solución óptima y no hay un criterio de parada para detener la búsqueda. Sin embargo pueden definirse criterios como un número máximo de iteraciones (individuos), un límite de tiempo, saturación en el desempeño del mejor individuo o tendencia a individuos con desempeños similares.

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

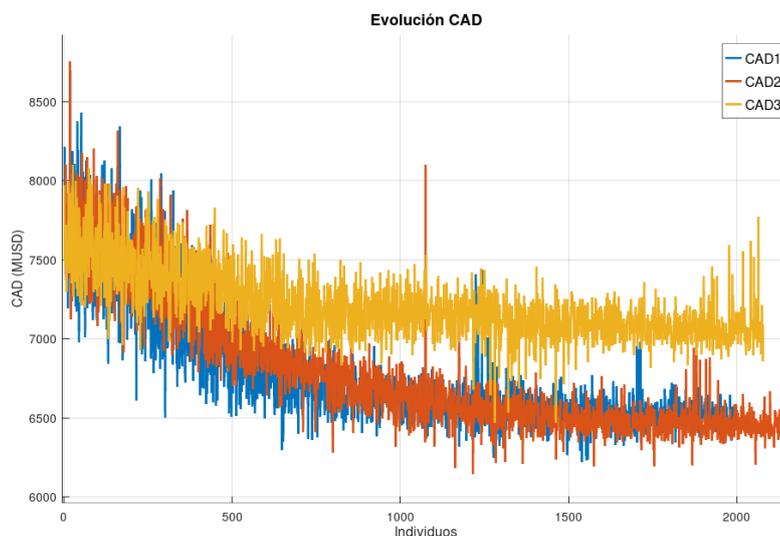


Figura 5.1: Evolución del valor esperado del CAD (MUSD) en el tiempo para los tres problemas OddFace

La figura 5.1 muestra la evolución en el tiempo del valor esperado del CAD de cada plan de expansión para los tres problemas planteados. Para los primeros individuos es normal observar un descenso rápido, ya que estos individuos se generan de forma aleatoria y la cantidad de unidades a instalar inicialmente suele ser excesiva, y rápidamente se encuentran individuos con menor inversión. Se observa que luego de los 1500 individuos, los problemas 1 y 2 se alcanzan en valores del CAD al rededor de 6500 MUSD, mientras que el problema 3 en 7000 MUSD. En realidad el descenso de los valores continúa y es muy probable que de seguir proponiendo individuos se encuentren mejores valores. La demora del problema 3 en relación a los otros problemas para reducir el CAD puede deberse principalmente a que su función objetivo (ec 5.3) tiene el mayor peso del índice de estrés.

Observando el índice de estrés para los tres problemas en la figura 5.2 se aprecia una variabilidad mucho mayor a la del CAD entre individuos, algunos con valores de estrés del orden de 1000 veces mayores que otros. De la misma forma que en el CAD el IE tiene una gran variabilidad para los primeros individuos que se atenúa en el tiempo, probablemente asociada al exceso de unidades. Por otra parte ya los primeros individuos logran obtener valores reducidos de Índice de Estrés. Ampliando los individuos más bajos en la figura 5.3 vemos que ningún individuo logra anular el Índice de estrés, el problema 3 con mayor peso en el índice es el que logra obtener los individuos con los valores más bajos.

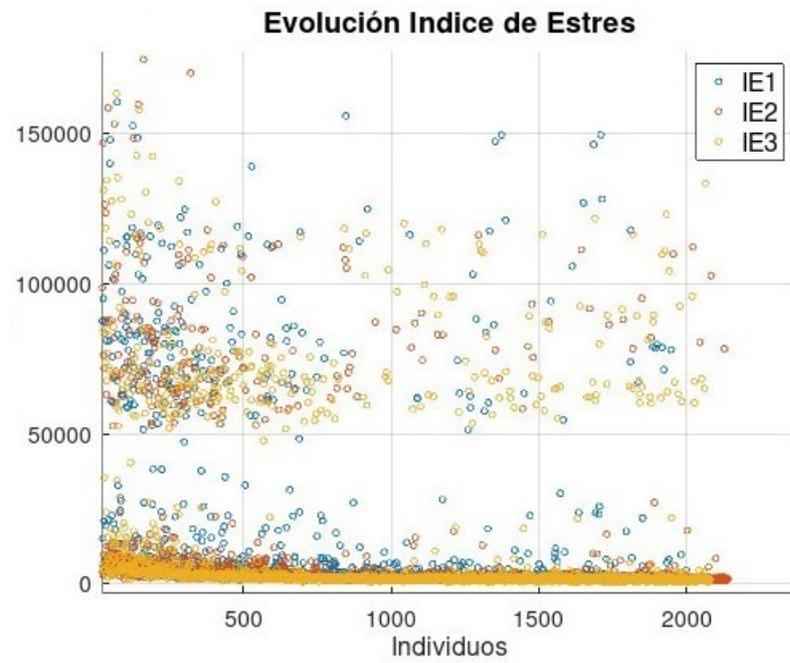


Figura 5.2: Evolución del Índice de estrés de individuos de cada problema

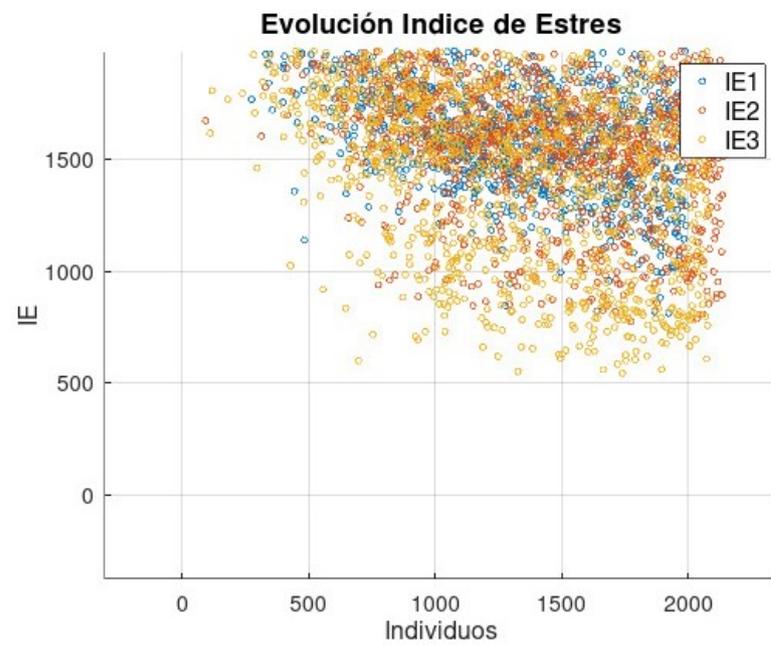


Figura 5.3: Evolución del Índice de estrés de individuos de cada problema, individuos con IE menor a 2000

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

La evolución de la función objetivo para cada problema puede verse en la figura 5.4. Ya en los últimos individuos tenemos que la mayoría se encuentra en valores cercanos al CAD, ampliando la imagen de la figura 5.4 en la figura 5.5 se observa cómo los individuos tienden a agruparse en los valores mínimos.

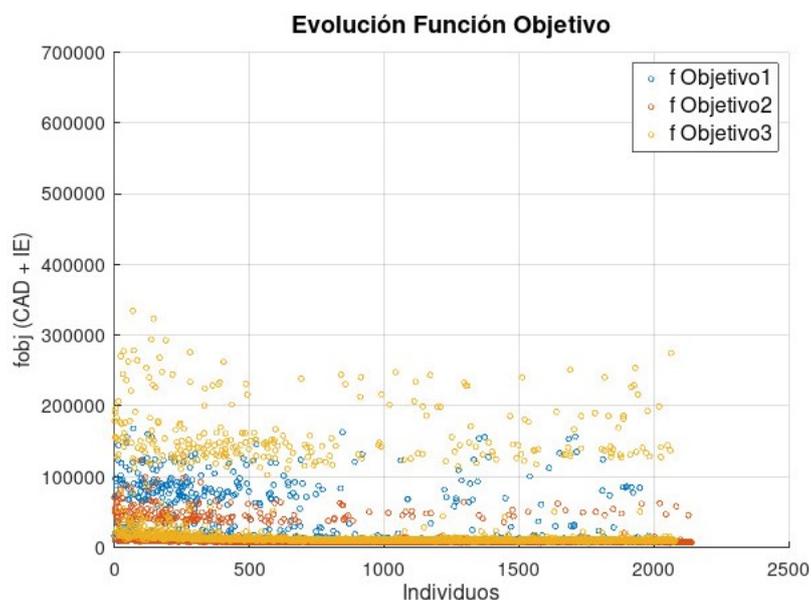


Figura 5.4: Evolución de la función objetivo de cada problema OddFace PIGRed

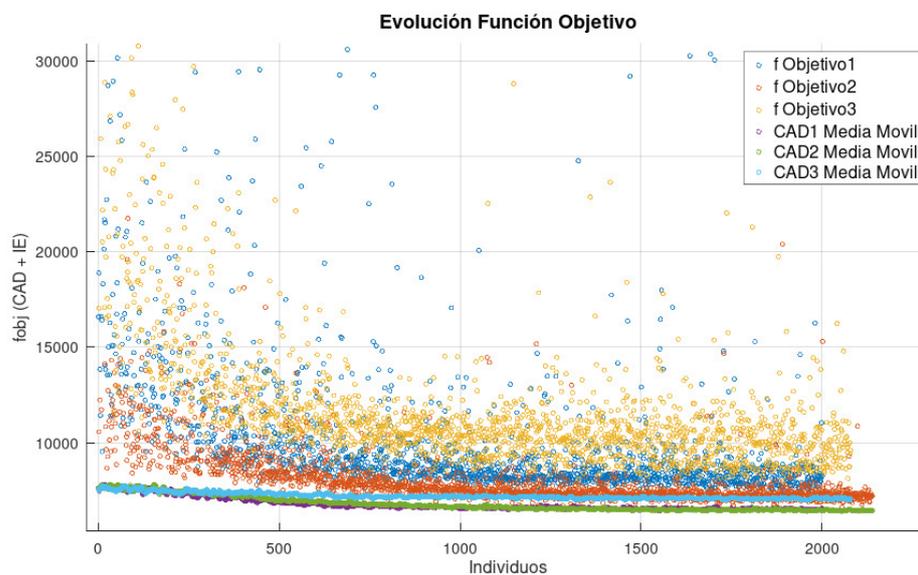


Figura 5.5: Evolución de la función objetivo de cada problema OddFace PIGRed y comparación con el CAD en media móvil de 10 individuos

5.4.2. Evolución de las Penalizaciones

En las figuras 5.6, 5.7 y 5.8 se observa la evolución de las penalidades que conforman el índice de estrés para cada problema, utilizadas para clasificar los individuos en OddFace. Las penalidades mostradas están normalizadas de acuerdo al valor medio de cada una en la simulación de 2023 y acumuladas durante todos los escenarios de cada individuo por lo que de compararse con los resultados medios de 2023 debería tomarse como referencia el valor 2915 (correspondiente a una penalización de 1 en todos los escenarios del individuo).

En la figura 5.6, la penalización de tensión no se reduce sino que tiende a agruparse en franjas, la mayoría en valores de penalización cercanos a 1000. Analizando los casos en la franja de 1000 se observa que existe un problema de sobre tensión en barras de PIE que aparece en los años de 2027 y 2028. En las franjas superiores de valor 2500 y 3500 el problema aparece mucho antes y se mantiene en todos los escenarios del individuo. Esta sobretensión está relacionada con la regulación de uno de los transformadores de tres bobinados de la subestación. Aquellos planes que instalaron unidades en las barras de PIE solucionan este problema quedando en las franjas más bajas.

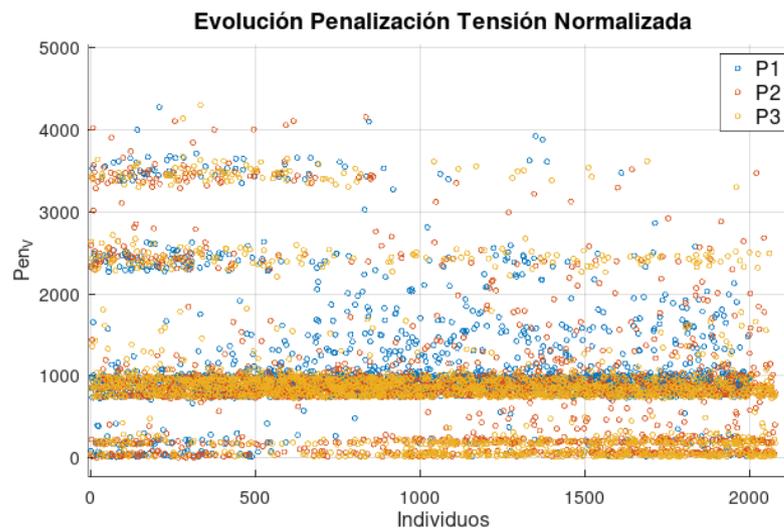


Figura 5.6: Evolución de la penalización por apartamientos de tensión en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas

En la figura 5.7 la penalización por sobrecargas de líneas se reduce de forma similar en los tres problemas. Ésta penalidad alcanza valores mucho mayores que las demás debido a su normalización en relación a 2023. En la figura se muestra solo los individuos con penalización menor a 5000.

Por último la figura 5.8 muestra la penalización por sobrecarga de transformadores, con un comportamiento similar a la de líneas. La penalización se reduce para los nuevos individuos quedando la mayoría por debajo de 1000.

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

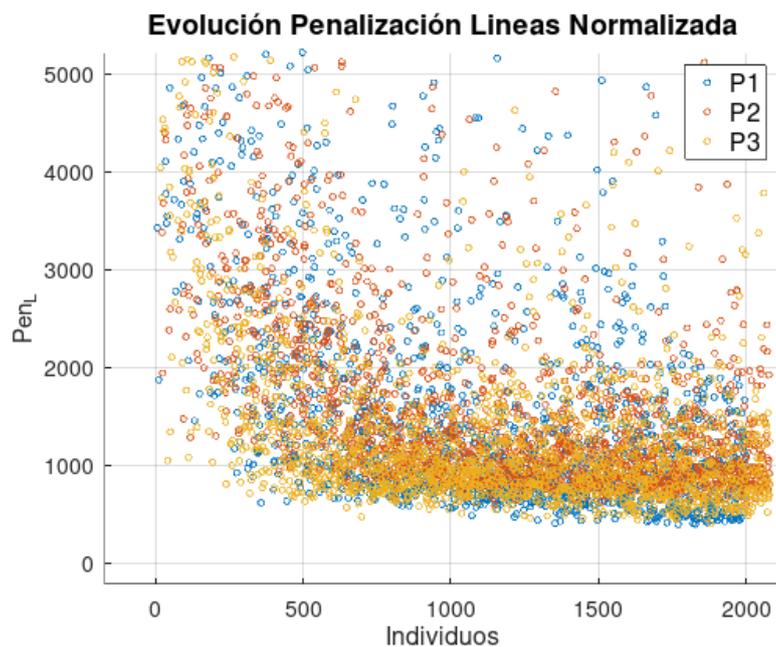


Figura 5.7: Evolución de la penalización por sobrecarga de líneas en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas, valores menores a 5000

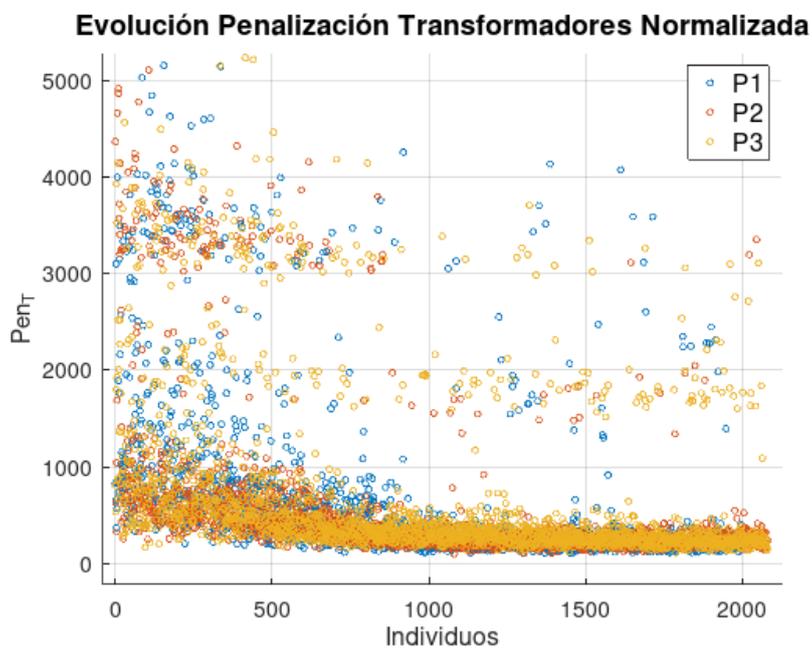


Figura 5.8: Evolución de la penalización por sobrecarga de transformadores en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas

5.4.3. Mejores Individuos

Se analizan los mejores individuos de cada problema como aquellos cuyo desempeño resulta en el menor valor de su función objetivo. En la tabla 5.4 se muestran los valores generales de cada individuo. El valor del índice de estrés se calcula sin el multiplicador de las funciones objetivo para poder comparar entre problemas. Los problemas en la tabla 5.4 se ordenan en orden creciente del peso del índice de estrés en la función objetivo. La cantidad de reevaluaciones de los mejores individuos es de aproximadamente 10. Una cota máxima del error cometido con una confianza del 95 % es del 31 % o aproximadamente 1900 MUSD con lo cual no es posible comparar los valores de CAD entre sí o afirmar que el peso del índice de estrés en la función objetivo pueda afectar el valor del CAD obtenido. Para poder hacer un análisis de este tipo es necesario continuar la búsqueda y obtener más reevaluaciones de los individuos.

El problema 3 cuyo peso del índice es el más grande obtiene individuos con índice más bajos en relación a los demás problemas.

Problema	nid	f_objetivo	CAD(MUSD)	PenV	PenL	PenT	IE
2	3639	6610.05	6205.94	234.05	16.55	171.98	0.115
1	2978	7091.65	6246.16	396.40	16.89	168.26	0.12
3	3663	8028.16	6904.56	273.11	10.76	129.21	0.08

Tabla 5.4: Resultados generales de los mejores individuos

A continuación se analizan las penalidades de los individuos. En todos los casos el valor medio de las penalidades resulta 10 veces menor que su correspondiente en 2023.

En las figuras 5.9, 5.10 y 5.11 se observan las penalizaciones sobre los mejores individuos de cada problema.

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

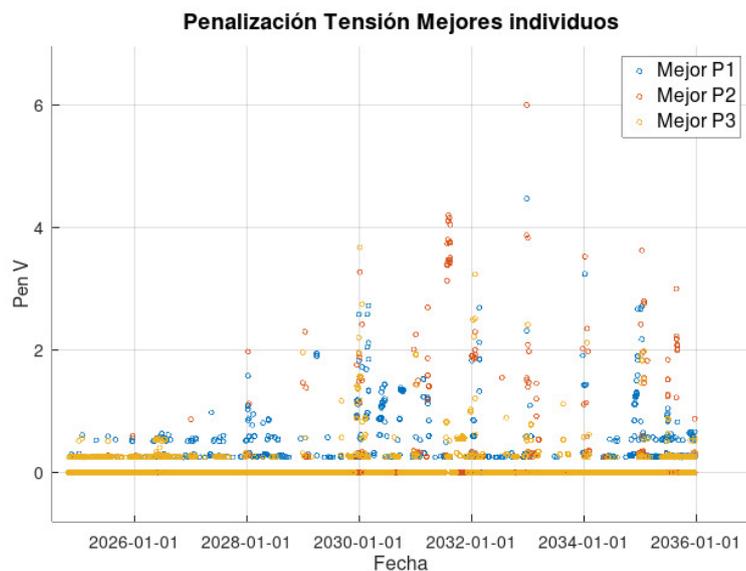


Figura 5.9: Evolución de la penalización por apartamientos de tensión en el mejor individuo de cada problema

Para la tensión en la figura 5.9 el 80% de los escenarios tienen penalidad nula, mientras que los restantes escenarios tienen penalidades asociadas a subtensiones en las barras de 18 de Julio y María Luz, y sobretensiones en las barras de Agualeguas y Rivera. Como referencia el valor medio para los escenarios de 2023 fue de 4.67, valor que no es alcanzado por ningún escenario para el mejor individuo del problema 3.

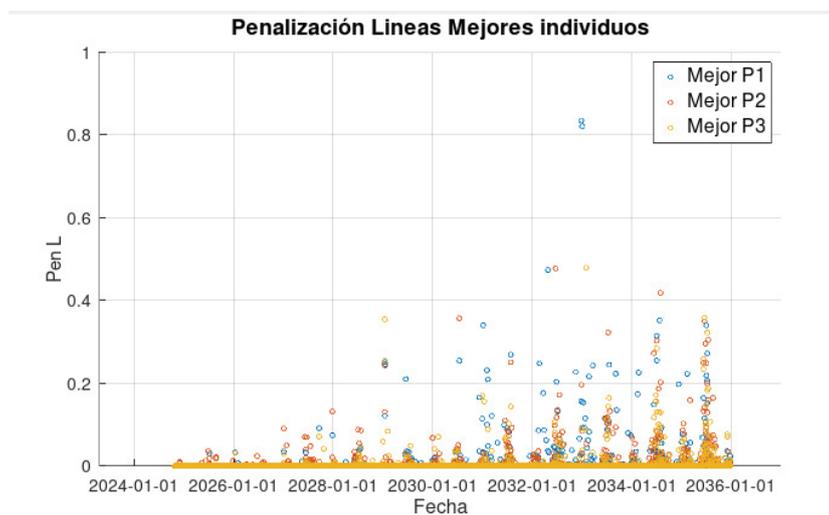


Figura 5.10: Evolución de la penalización por sobrecarga de líneas en el mejor individuo de cada problema

En el caso de las sobrecargas de líneas en la figura 5.10 para los mejores in-

dividuos existen sobrecargas mayores al 1% solo en el 11% de los escenarios. Las sobrecargas más grandes aparecen en los últimos años simulados con valores de hasta el 40%.

Para los transformadores en la figura 5.11 se observa una periodicidad anual en la penalidad que crece con el tiempo. Los picos de penalidad coinciden con los meses de invierno durante los postes 1 y 2. Estas penalizaciones son debidas a un transformador de la subestación PIE, el mismo que genera penalización de tensión en todos los individuos, lo que sugiere que este transformador tiene un problema de regulación en el modelo de la red que genera problemas de tensión. Al colocar unidades se solucionan los problemas de tensión pero se sobrecarga el transformador. Durante los meses de invierno el consumo de esta subestación es mayor (según las medidas SMEC 2023) lo que puede ser la causa de esta periodicidad anual, ya que los factores de distribución de 2023 se utilizan para todos los años.

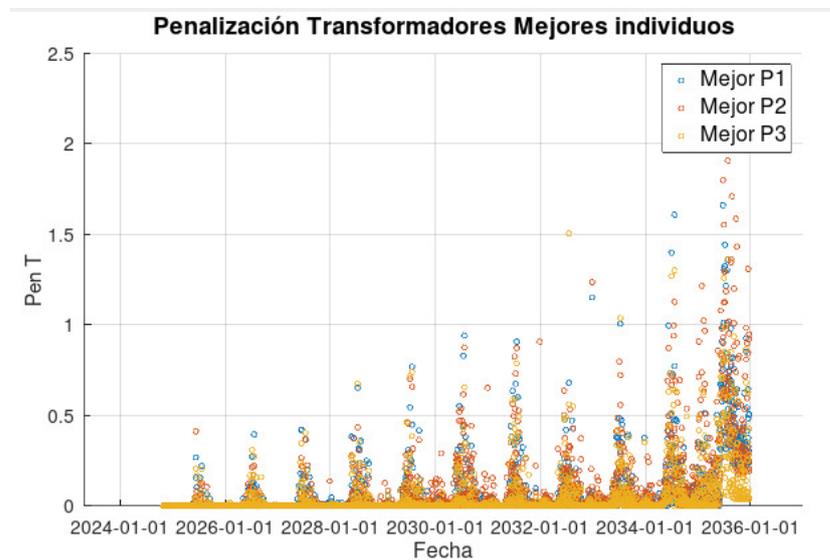


Figura 5.11: Evolución de la penalización por sobrecarga de transformadores en el mejor individuo de cada problema

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

Inversiones	Mejor P2	Mejor P1	Mejor P3
N.º UI Biomasa	0	1	1
N.º UI Solar Norte	9	10	9
N.º UI Solar Sur	14	10	12
N.º UI Eólica SurEste	8	8	13
N.º UI Eólica NorEste	3	4	7
N.º UI Eólica Centro	11	7	12
N.º UI Eólica Norte	3	2	5
N.º UI Eólica Litoral	3	5	3
N.º UI Eólica SurOeste	6	8	9
Total Biomasa (UI)	0	1	1
Total Solar (UI)	23	20	21
Total Eólica (UI)	34	34	49
Total Biomasa (MW)	0	100	100
Total Solar (MW)	1150	1000	1050
Total Eólica (MW)	1870	1830	2690
Total (MW)	3020	2930	3840

Tabla 5.5: Comparación de unidades instaladas por tecnología entre los mejores individuos

En la tabla 5.5 se observan las unidades instaladas por cada tecnología para los mejores individuos de cada problema. El individuo del problema 3 realiza la mayor inversión en generación. A pesar de esto obtiene el valor más bajo de IE entre los comparados en la tabla. Cabe destacar que los tres individuos instalan más eólica en las zonas Sur, SurEste y SurOeste que en las zonas norte, noreste y litoral, preferencia que podría deberse a diferencias en las fuentes de viento, o bien por la propia cercanía a los centros de consumo principales en el sur. Respecto a la biomasa, los tres instalan muy poca o nula, lo que puede tener que ver con que las dimensiones de las unidades en MW de esta tecnología son mayores que las eólicas y solares, haciéndolas más difíciles de ubicar sin generar sobrecargas importantes.

En la figura 5.12 se muestran sobre el Unifilar de la red las ubicaciones elegidas por el mejor individuo de cada problema de forma superpuesta, se observa que los tres problemas coinciden en la elección de la mayoría de las ubicaciones. La ubicación y fecha de instalación de cada unidad de los mejores individuos se encuentra en el apéndice D.

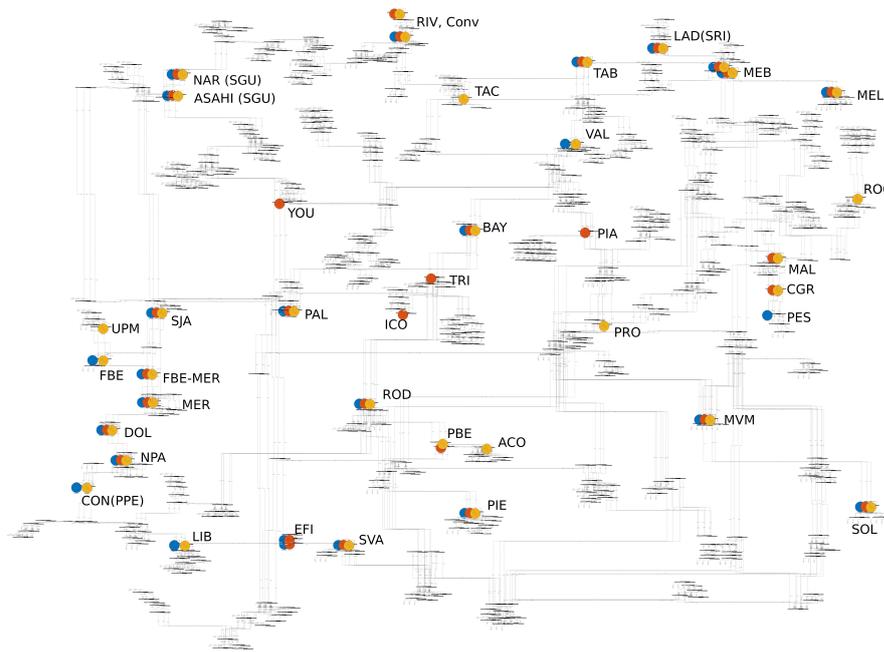


Figura 5.12: Superposición de unifilares de la red con ubicaciones elegidas por el mejor individuo, en azul para el problema 1, rojo para el problema 2 y amarillo para el problema 3

Individuo con IE mínimo

El individuo del problema 3 con el identificador 3499 resulta con el valor de índice de estrés más bajo, aunque su costo de abastecimiento de la demanda resultó en 7088 MUSD, razón por la cual no es considerado como el mejor individuo. Mas allá del criterio económico vale la pena analizar aquel plan de expansión que generó la menor cantidad de penalizaciones por restricciones de red.

- La tensión máxima por escenario supera el valor 1.1 pu únicamente en el 6.7% de los escenarios, siendo 1.117 pu el valor máximo registrado en todos los escenarios. Todos los valores que superan 1.1 pu corresponden las barras de Media tensión de PERALTA (CPA) y AGUALEGUAS (CPE).
- La tensión mínima por escenario queda por debajo de 0.9 pu en el 1.2% de los escenarios. La mínima registrada es de 0.84, y corresponde a barras de media tensión de 18 de Julio (EMA), MariaLuz (ROD) y Artigas.
- La máxima sobrecarga de línea por escenario supera el 20% (pu de RateA) en el 1.4% de los escenarios. Dichas sobrecargas tienen lugar, en orden de gravedad de sobrecarga, en las líneas de MVL-MVR (39%), BON-BAY(38%), MER-DOL(35%), MEB1-MEB2 (entre barras, 33%), MVI-MVH(27%), NPA-COL(25%) y MVC-SVA(23%).
- Para los transformadores las sobrecargas resultantes tienen lugar en su gran mayoría en el ya analizado transformador de PIE. Sin tener en cuenta este

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

transformador, las sobrecargas tienen valores similares a las líneas en cantidad, con poco más del 4% de escenarios con sobrecargas mayores al 20%. Los transformadores más gravemente penalizados son los correspondientes a las subestaciones de 500 kV de Melo, Palmar y Salto Grande. En particular el transformador de ME5 es el que se sobrecarga con mayor frecuencia.

- Las pérdidas de potencia activa tienen un promedio de 41 MW, oscilando entre 20 MW y 114 MW en todos los escenarios.

5.5. Uso del problema OddFace PIGRed

A continuación se describe cómo funciona el problema OddFace PIGRed desarrollado y cómo debe cargarse la información necesaria para realizar el estudio planteado. Se recomienda tener claro el uso y funcionamiento de OddFace y OddFace PIG descrito en el manual de SimSEE [9].

El problema OddFace PIGRed se diferencia de su ancestro OddFace PIG en que luego de evaluar el individuo con SimSEE, se realiza una serie de pasos adicionales antes de guardar el resultado del individuo en la base de datos del problema.

Todos los archivos necesarios como el modelo de la red, los factores de distribución, etc, deben ser ubicados en una carpeta llamada entradas, ubicada en la carpeta oddface_share, donde se alojan los problemas definidos con la aplicación Oddface Prepare.

5.5.1. Definición de las tecnologías

Al igual que en un problema PIG, en la sala SimSEE elegida se agregan los actores de ampliación como se agrega cualquier otro actor. Luego al definir el problema OddFace PIG debe introducirse el nombre exacto de los actores de la sala que corresponden a una tecnología de ampliación. La diferencia en OddFace PIGRed es que además el nombre de estos actores debe terminar en LN_amp, siendo L una letra entre E, S y B correspondiendo al tipo de tecnología y N un número entre 1 y 9. Por ejemplo el actor Nombredelactor:S4_amp corresponde a que el actor es de tipo solar y tiene asociado el número 4. A modo de ejemplo en este proyecto se definieron los siguientes actores:

- AmpBiomasaB1_amp
- NorteS2_amp
- SurS2_amp
- SurEsteE4_amp
- NorEsteE5_amp
- CentroE6_amp
- NorteE7_amp

5.5. Uso del problema OddFace PIGRed

- LitoralE8_amp
- SurOesteE9_amp

Cada uno de estos actores tendrá asociado un conjunto de barras del modelo de red por el número en su nombre.

Esto es una limitación a que el máximo de zonas disponibles sea 9, sin embargo esto puede ampliarse fácilmente en futuras implementaciones.

5.5.2. Lectura del modelo de red

El modelo de red se lee desde la carpeta entradas, en un archivo en formato PSSE versión 32 bajo el nombre 'Uruguay_v2.raw', en él se encuentra todo el modelo de la red, incluyendo los generadores, elementos de transmisión, cargas, etc (ver 2.4). Cada Barra del modelo tiene los parámetros de área, zone y owner. Dichos parámetros fueron utilizados para definir las zonas del capítulo 4 donde se ingresa el numero de la tecnología. Por ejemplo si la barra tiene los parámetros 2, 4 y 1 corresponde a que la barra pertenece conjuntamente a las zonas 2, 4 y 1 y que solo las tecnologías con dichos números podrán instalar en dichas zonas. Solo se admiten parámetros entre 1 y 9, otros valores se ignoran y la barra no pertenece a ninguna zona, por lo tanto no podrá instalarse unidades en la misma.

Esta implementación limita la cantidad de tipos de tecnología, pues las barras tienen solo tres campos para indicar qué tecnología de cada tipo puede instalar en ella (en nuestro caso esos tipos fueron Eólica, Solar y Biomasa).

En el modelo de Red cada barra tiene un número único asociado (id) por el cual es posible identificarla.

Los generadores del modelo tienen un nombre único que no tiene por que corresponder con el nombre del actor SimSEE asociado. De forma similar las cargas del modelo pueden tener un nombre asociado. Sin embargo en nuestra implementación las identificamos con el id de la barra en la cual están conectadas.

Para poder asociar cada generador del modelo con su actor SimSEE y cada carga del modelo con sus factores de distribución de la demanda total SimSEE se hacen uso de dos archivos diferentes.

Correspondencia Generadores

En la carpeta entradas se agrega el archivo 'CorrespondenciaSimSEE_SimSEPEE.txt' un archivo de texto separado por tabuladores que relaciona los nombres del Actor SimSEE con el nombre del generador del modelo de red.

Correspondencia Demandas

En la carpeta entradas se agrega el archivo 'Factores_Nuevo.txt' el cual contiene el muestreo quinceminutal de 2023 de los factores de distribución de la demanda total. Es decir para cada instante del 2023 (15 minutos) se tiene para cada carga del modelo de red, qué porcentaje de la demanda total debe asignarse. En el

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

encabezado del archivo se encuentra el id asociado a la barra donde la carga se encuentra conectada.

5.5.3. Lectura de los resultados de simulación del individuo

En la sala SimSEE a utilizar debe definirse una plantilla SimRes3 (si no la hubiese), agregarle la operación crónica DumpToBinary y definir en ella los índices de potencia activa de todos los actores generadores incluyendo los de ampliación, la falla y la demanda. Además la operación crónica solicita el nombre de la carpeta donde se escribirá el binario. En OddFace Prepare en la sección 'parámetros adicionales' del problema PIGRed debe introducirse el nombre de la plantilla SimRes3 correspondiente, y el nombre de la carpeta donde se escribe el binario.

Luego de la simulación, se lee el archivo binario y se obtiene así la información necesaria para evaluar el individuo con los flujos de carga.

5.5.4. Otros archivos a leer

En la carpeta entradas se agregan los siguientes archivos:

- 'Factores_perdidas.txt' que contiene los factores descritos en la sección 3.2.3.
- 'Coordenadas Unifilar General.txt' con las coordenadas de las barras para el dibujo de los unifilares.

5.5.5. Modos de clasificación de individuos

En la sección parámetros adicionales del problema, se debe agregar (además de los nombres de la plantilla OddFace y de la carpeta del binario) un número entre 1 y 3 para elegir entre las tres funciones objetivo, descritas en las ecuaciones 5.1, 5.2 y 5.3 respectivamente. Notar que dichas funciones están definidas para dimensionar el valor del Índice de estrés a los valores de 7000, 3500 y 14000 respectivamente.

Agregando otro parámetro adicional entre 1 y 4 puede elegirse entre los métodos de ubicación de unidades en las zonas definidas 5.2.

Un ejemplo de cómo queda la sección parámetros adicionales de un problema OddFacePIGRed puede verse en la figura 5.13, donde se deja un espacio libre entre los nombres de Plantilla SimRes3 y la carpeta donde se escribe y lee el binario, seguido de los parámetros para la función objetivo y el método de ubicación de generadores.

5.5. Uso del problema OddFace PIGRed

Figura 5.13: Ejemplo de sección de parámetros adicionales de un problema OddFace PIGRed

5.5.6. Consultas a la BDP

Las consultas a la Base de Datos del Problema se realizan a través de Oddface Prepare de forma idéntica a OddFace PIG. La consulta muestra la misma información salvo por que las primeras entradas del histograma fueron modificadas para devolver por separado el valor del CAD, las penalizaciones, el Índice de estrés y la convergencia del individuo. Por límites de tiempo no fue posible mejorar esta función. Esto debería ser modificado para que los resultados sean guardados en un lugar separado al histograma y desplegados en la consulta. Se deja como mejora pendiente a la metodología.

5.5.7. Posibles mejoras para la metodología desarrollada

En caso de repetir este estudio se proponen varios cambios para obtener resultados más confiables, realistas y eficientes.

- Mejora en la escritura del IE en la BDP
- Carga de los archivos utilizados directamente desde OddFace Prepare.
- Mejora en los métodos de Flujo de carga: Una gran limitante para el desarrollo de estudios más detallados consiste en la rapidez de los métodos utilizados. El uso de flujo de cargas desacoplado rápido con límites de reactiva en generadores para la evaluación de escenarios puede acortar los tiempos de forma significativa, permitiendo evaluar una mayor cantidad de escenarios y realizaciones.

Capítulo 5. Evaluación de planes de Expansión

- Mejoras en el modelo de la red: Algunos equipos mal modelados (transformadores en PIE y SOL) deben ser corregidos para no obtener resultados que puedan dificultar la búsqueda por problemas que no existen en la operativa real. También pueden agregarse los valores de impedancias transitorias de los elementos, para obtener mejores estimaciones durante contingencias u operaciones en la red.
- Agregado de Expansiones de red: Esta metodología se realiza asumiendo que la red no es mejorada y los planes obtenidos son realizados con la red existente. Como mejora podría realizarse el estudio con redes proyectadas, agregando el poder introducir las ampliaciones de red en las fechas proyectadas al momento de las simulaciones.
- Agregado de pesos a los elementos de la red para el Índice de estrés, de forma de caracterizar la relevancia relativa de los elementos en la red y tener una mejor medida de los problemas operativos.
- Uso de modelos CEGH o Redes Neuronales para modelar el consumo de cada Subestación.
- Uso de los PTDF para el tratamiento de las pérdidas al pasar un despacho al flujo AC.
- Uso de problemas de optimización lineal más elaborados con los PTDF.
- Ampliar las etapas de decisión a 3 o 4 años. Etapas de decisión de 1 año no tienen aplicación en la práctica dado el tiempo de construcción de las centrales. OddFace permite definir tiempos de construcción así como fechas de puesta y salida en servicio.
- Ampliar la cantidad de zonas posibles, así como el agregado de otras tecnologías, contemplando tecnologías emergentes. Una mayor cantidad de zonas puede ser útil para diferenciar condiciones como la disponibilidad de los diferentes recursos, costos de instalación y conexión a la red, emisiones, uso del suelo, regulaciones gubernamentales, etc.

Capítulo 6

Análisis de la Red de Trasmisión

6.1. Elección de los casos mas críticos

Realizando un análisis N-1 con el software desarrollado sobre los mismos escenarios de 2023 (3.2.5), como se explicó en la sección 3.1.5, para cada línea en el modelo de red se obtiene la siguiente información:

- Cantidad de escenarios con sobrecarga en cada contingencia (se extrae un elemento de la red y luego se evalúan todos los escenarios de la simulación).
- Sobrecarga más grande en todo el estudio.
- Sobrecarga acumulada en todo el estudio.

A partir de estos datos, decidimos analizar para cada línea cuál fue la contingencia en que tuvo lugar su mayor sobrecarga, y en cuántos escenarios se sobrecargó la misma durante una determinada contingencia. Con esto calculamos la “probabilidad de sobrecarga en la peor contingencia” como el cociente entre la cantidad de escenarios en que hubo sobrecarga en dicha contingencia y la cantidad de escenarios de esa contingencia que efectivamente convergen. También se calcula la “probabilidad de sobrecarga total” si se consideran todos los escenarios y contingencias.

Para determinar qué casos requieren más atención, se cruzan los datos de probabilidad y de sobrecargas en líneas de trasmisión. Se decidió estudiar las sobrecargas mayores al 25 % de su capacidad admisible en estado de contingencia, que para la contingencia correspondiente tuvieran una probabilidad mayor al 5 % de ocurrencia. Esto lo podemos ver en el gráfico de dispersión en la figura 6.1.

Capítulo 6. Análisis de la Red de Trasmisión

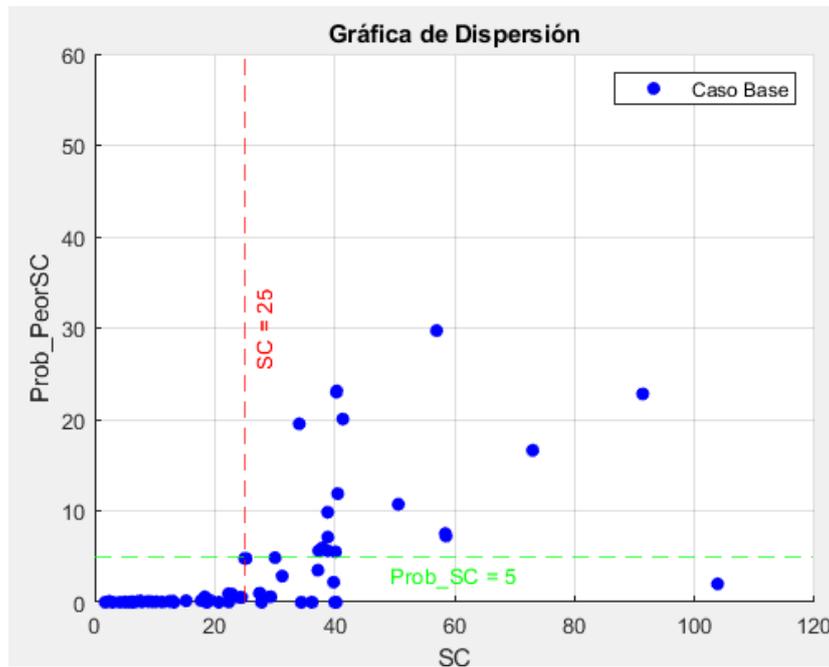


Figura 6.1: Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente.

También vemos que para algunas líneas existen valores muy elevados de sobrecarga. Por ejemplo el caso de la sobrecarga en MVL150-MVR150 que presenta una sobrecarga del 103 %, pero con una ocurrencia muy baja. Para más detalles de los datos se presenta la tabla completa 6.1.

6.1. Elección de los casos mas críticos

Línea o Cable	SCmax (%)	Contingencia	Foto (fecha crónica poste)	%Prob en peor SC	%Probabilidad Global
MVL-MVR	103,9	MA5-MI5	26/7/2023 c4p1	2	0,39
MAL-SCA	102,9	MAL-SCA	3/1/2023 c13p1	57	0,39
YOU-MER	91,4	T ME5	10/6/2023 c11p4	23	6
BIF-PAN	73,0	MI5-SC5	12/1/2023 c5p4	17	0,13
SVA-EFI	58,6	ROS-MEN	21/8/2023 c11p4	7	0,03
LIB-EFI	58,4	ROS-MEN	21/8/2023 c11p4	8	0,03
NOR-MVR	57,0	NOR-MVE	19/7/2023 c19p1	30	0,11
MVA-BIF	50,6	MI5-SC5	12/1/2023 c5p4	11	0,10
NOR-MVE	41,4	MVR-MVR	2/8/2023 c2p1	20	0,10
MVA-PAN	40,5	MVA-SUA	12/1/2023 c5p1	12	0,09
MVA-PRO	40,3	PRO-FLO	24/7/2023 c11p3	23	0,96
MVA-PRO	40,3	MVA-PRO	25/2/2023 c5p3	23	0,96
PRO-FLO	40,3	MVA-PRO	30/7/2023 c5p1	23	0,90
PRO-FLO	40,3	MVA-PRO	9/6/2023 c5p4	23	0,90
PIA-FLO	40,3	PIA-FLO	31/5/2023 c12p4	~0	0,03
SGU-CLFAUX	40,2	T MEB	26/5/2023 c5p4	6	0,39
PIA-FLO	40,0	PIA-FLO	28/7/2023 c7p4	~0	0,03
BIF-PAZ	39,8	MI5-SC5	3/2/2023 c6p4	2	0,01
PAL-BAY	38,9	MEB-ARB	5/8/2023 c14p4	6	2,20
MVB-ROD	38,9	PBE-ROD	30/7/2023 c3p1	7	0,08
BON-BAY	38,9	T MEB	29/7/2023 c17p4	10	0,25
PBE-ROD	37,9	MVB-ROD	13/6/2023 c7p4	6	0,03
PAM-TAB	37,6	MEB-ARB	14/7/2023 c7p4	6	0,27
PBE-ACO	37,2	MVB-ROD	22/8/2023 c11p4	4	0,01
YOU-BOB	36,3	YOU-BOB	17/7/2023 c6p1	~0	0,02
YOU-BOB	36,1	YOU-BOB	17/7/2023 c6p1	~0	0,02
ROD-TRI	34,4	ROD-TRI	25/7/2023 c5p1	~0	0,04
ROD-TRI	34,4	ROD-TRI	25/7/2023 c5p1	~0	0,04
PLA-BIF	34,1	SCA-RSU	16/8/2023 c13p4	20	0,08
MEB-ARB	31,3	PAM-TAB	10/8/2023 c11p4	3	0,19
COL-LIB	30,1	ROS-MEN	30/6/2023 c15p4	5	0,01
MVB-PBE	29,3	MVB-ROD	22/8/2023 c11p4	0,60	~0
SU5-SJ5	27,8	C.ELIA-SJ5	1/1/2023 c15p4	~0	~0
SCA-PAZ	27,6	MI5-SC5	13/1/2023 c16p4	0,98	~0

Tabla 6.1: Sobrecargas más críticas de la red en condición N-1

6.2. Análisis de los casos más críticos

Inicialmente se analiza el sistema en el escenario previo a la falla para observar cómo era el funcionamiento de la red, por ejemplo si existían sobrecargas previas, y luego se analiza el resultado posterior a la contingencia. Por ejemplo en las imágenes 6.2 y 6.3 se observa la sobrecarga existente en la línea SCA-MAL en el departamento de Maldonado. En la figura 6.2 vemos el estado previo a la falla, donde existía previamente una sobrecarga en una de las líneas SCA-MAL. Cuando se desconecta la línea paralela se observa en la figura 6.3 que la sobrecarga en la línea que queda activa se incrementa.

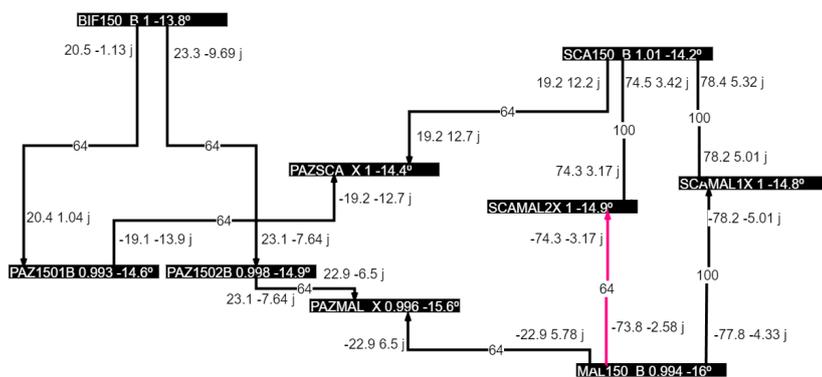


Figura 6.2: Salida de la corrida de flujo en la línea San Carlos Maldonado.

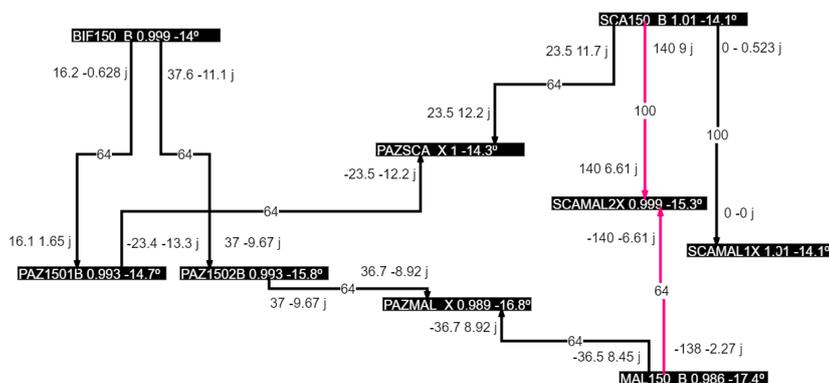


Figura 6.3: Salida de la corrida de flujo en la línea San Carlos Maldonado, con contingencia.

A continuación se analizan algunas zonas donde las sobrecargas fueron importantes.

6.2.1. Zona Montevideo

Las sobrecargas estudiadas en esta zona son las de la tabla 6.2. Observando las fechas se puede notar que los peores escenarios se dan en pleno invierno y verano.

6.2. Análisis de los casos más críticos

Línea o Cable	SCmax (%)	Contingencia	Escenario
MVL-MVR	103.9	MA5-MI5	26_7_2023c4p1
SVA-EFI	58.6	ROS-MEN	21_8_2023c11p4
LIB-EFI	58.4	ROS-MEN	21_8_2023c11p4
NOR-MVR	57.0	NOR-MVE	19_7_2023c19p1
MVA-BIF	50.6	MI5-SC5	12_1_2023c5p4
NOR-MVE	41.4	MVR-MVR	2_8_2023c2p1
MVA-PAN	40.5	MVA-SUA	12_1_2023c5p1
MVA-PRO	40.3	PRO-FLO	24_7_2023c11p3
MVA-PRO	40.3	MVA-PRO	25_2_2023c5p3
MVB-ROD	38.9	PBE-ROD	30_7_2023c3p1
PBE-ACO	37.2	MVB-ROD	22_8_2023c11p4
MVB-PBE	29.3	MVB-ROD	22_8_2023c11p4

Tabla 6.2: Casos más críticos de la red en zona Montevideo

En el primer caso la sobrecarga más grave del estudio se da en el cable MVL-MVR cuando falla la línea MA5-MI5. Esta sobrecarga es de baja probabilidad (2%) porque sucede durante el despacho de la central CTR. Los casos de las sobrecargas en SVA-EFI y LIB-EFI se dan cuando existe una falla en la línea ROS-MEN, y existe un despacho importante desde Montes del Plata. Las sobrecargas de los cables NOR-MVE y NOR-MVR son causadas por la reducción en la capacidad de transmisión hacia MVE (Subestación de mayor consumo). La sobrecarga en MVA-BIF se da cuando la falla en la línea MI5-SC5 interrumpe el flujo desde Montevideo hacia el este, obligando a alimentar por 150 kV. Las sobrecargas de MVA-PRO(FLO) suceden por la falta en su línea paralela, cuando alimentan Montevideo desde el Centro del país. Algo similar sucede con las líneas entre MVB, ACO(PBE) y ROD.

6.2.2. Zona Este

Las sobrecargas de las zona Este se muestran en la figura 6.3.

Línea	SCmax(%)	Contingencia	Foto
MAL-SCA	102,9	MAL-SCA	3_1_2023c13p1
PLA-BIF	34,1	SCA-RSU	16_8_2023c13p4
SCA-PAZ	27,6	MI5-SC5	13_1_2023c16p4

Tabla 6.3: Casos más críticos de la red, zona Este

Observamos la sobrecarga en la línea MAL-SCA, que se da cuando ocurre en una falla en una línea que se encuentra en paralelo, (este caso es el que se muestra en el ejemplo inicial Figura 6.2 y 6.3).

6.2.3. Zona Represas

Los datos de las sobrecargas de mayor impacto en la Zona Represas están en la Tabla 6.4. Resaltamos la sobrecarga excesiva de la línea YOU-MER que sucede con altas probabilidades durante la contingencia del transformador de 500 kV en Melo (23 %) así como en todo el estudio (6 %). Esta línea parece sobrecargarse en muchos escenarios con diferentes contingencias, lo que parece indicar un punto débil en la red de Trasmisión.

Línea	SCmax(%)	Contingencia	Foto
YOU-MER	91,4	T-ME5500	10_6_2023c11p4
BON-BAY	38,9	T-MEB150	29_7_2023c17p4
PAL-BAY	38,9	MEB-ARB	5_8_2023c14p4
YOU-BOB	36,3	YOU-BOB	17_7_2023c6p1
YOU-BOB	36,1	YOU-BOB	17_7_2023c6p1

Tabla 6.4: Casos más críticos de la red, Zona Represas

6.3. Modificaciones propuestas en la red de Trasmisión

Una vez analizados los casos más relevantes de sobrecargas y probabilidades (tabla 6.1) se propone realizar las modificaciones en la red de Trasmisión que figuran en la tabla 6.5.

Solución Propuesta	Zona de incidencia
Terminar doble terna en las líneas SCA-FVE y FVE-PLA	Zona Este
Terminar subestación proyectada de MVP con conexiones hacia: NOR, MVE, MVG, MVJ y MVR	Zona Montevideo
Duplicar circuito en línea YOU-MER	Zona Represas
Nueva línea MEL-BON	Zona Norte y Zona Represas
Nueva línea SOL-PAN	Zona Montevideo
Nueva línea ROD-LIB	Zona Oeste y Zona Montevideo

Tabla 6.5: Modificaciones Propuestas

Luego de definir las modificaciones de la tabla 6.5 se actualiza el modelo de la red, las nuevas líneas se modelan con impedancia según su longitud y capacidad similar a líneas ya existentes y de acuerdo a los valores de sobrecarga encontrados. Una vez realizados estos ajustes, se vuelve a realizar las simulaciones para el estudio N-1. Se presenta en una misma gráfica de dispersión en la Figura 6.4 los valores previos (en azul) y los valores con las modificaciones realizadas (en rojo). La descripción detallada de estos valores tanto en sobrecarga como en probabilidades se encuentra en la Tabla 6.6. Se observa que las probabilidades se reducen

6.3. Modificaciones propuestas en la red de Trasmisión

considerablemente en casi todos los casos, aunque los valores de sobrecarga siguen siendo amplios. La contingencia causante del peor caso es la misma para todas las líneas.

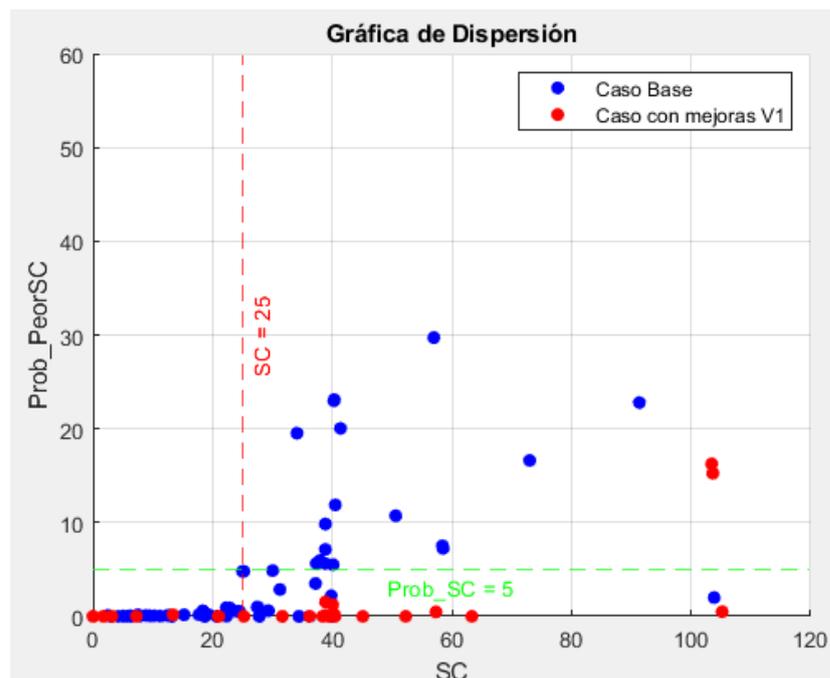


Figura 6.4: Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente antes y después de las modificaciones.

Las sobrecargas que restan en la zona de interés con niveles altos de sobrecarga y probabilidad son SVA-EFI y LIB-EFI, cuyos valores de sobrecarga se han duplicado, esto sucede por la nueva línea propuesta ROD-LIB que soluciona los problemas entre ROD y MVB pero sobrecarga aún más las líneas de EFI. Por esta razón retiramos la línea propuesta ROD-LIB.

En algunas líneas como YOU-BOB, MVL-MVR y PLA-BIF no hay disminución en la sobrecarga máxima. Se agregan modificaciones adicionales, buscando reducir la probabilidad de las líneas de EFI.

Capítulo 6. Análisis de la Red de Trasmisión

Línea	SCmax (%)	Prob. Peor SC (%)	Prob. Global (%)
MVL-MVR	102.20	0.49	0.51
MAL-SCA	0.08	~0	~0
YOU-MER	52.29	~0	0.03
BIF-PAN	63.36	~0	0.09
SVA-EFI	103.6	15.2	9.16
LIB-EFI	103.4	16.2	9.92
NOR-MVR	57.34	0.47	0.49
MVA-BIF	40.46	~0	0.02
NOR-MVE	0.94	~0	~0
MVA-PAN	39.34	~0	0.06
MVA-PRO	40.34	~0	0.47
MVA-PRO	40.34	0.19	0.47
PRO-FLO	40.34	0.17	0.45
PRO-FLO	40.34	~0	0.45
PIA-FLO	36.22	~0	0.04
SU5-CLFAUX	40.07	1.25	1.30
PIA-FLO	36.21	~0	0.04
BIF-PAZ	7.28	~0	~0
PAL-BAY	38.85	1.53	1.87
MVB-ROD	13.37	0.016	~0
BON-BAY	38.87	0.10	0.21
PBE-ROD	3.17	~0	~0
PAM-TAB	25.23	~0	0.04
PBE-ACO	0	0	0
YOU-BOB	45.12	~0	0.03
YOU-BOB	45.12	~0	0.03
ROD-TRI	38.42	~0	0.03
ROD-TRI	38.42	~0	0.03
PLA-BIF	39.74	~0	0.09
MEB-ARB	1.76	~0	~0
COL-LIB	31.66	~0	0.03
MVB-PBE	0	0	0
SCA-SCA	21.05	~0	0.01

Tabla 6.6: Sobrecargas más críticas de la red modificada en Condición N-1 (primera versión)

6.3. Modificaciones propuestas en la red de Trasmisión

Finalmente se crea una segunda versión agregando modificaciones adicionales que se muestran en la tabla 6.7

Solución Propuesta	Zona de incidencia	Versión
Hacer doble terna en las líneas SCA-FVE y FVE-PLA	Zona Este	1
Hacer subestación MVP con líneas hacia: NOR, MVE, MVG, MVJ y MVR	Zona Montevideo	1
Hacer doble Terna en líneas YOU-MER	Zona Represas	1
Hacer línea MEL-BON	Zona Norte y Represas	1
Hacer línea SOL-PAN	Zona Montevideo	1
Hacer Línea NOR-MVM	Zona Montevideo	2
Hacer Línea YOU-PAL-MER	Zona Represas	2
Hacer Línea FVE-PAZ	Zona Este	2

Tabla 6.7: Modificaciones actualizadas

La gráfica de dispersión en la Figura 6.5 muestra los valores iniciales (en azul), la primera versión de modificaciones (en rojo), y la segunda versión (en amarillo) de las sobrecargas y probabilidades. Vemos que todos los peores casos de cada línea quedan por fuera de la zona de interés, con probabilidades menores al 5% en todos los casos.

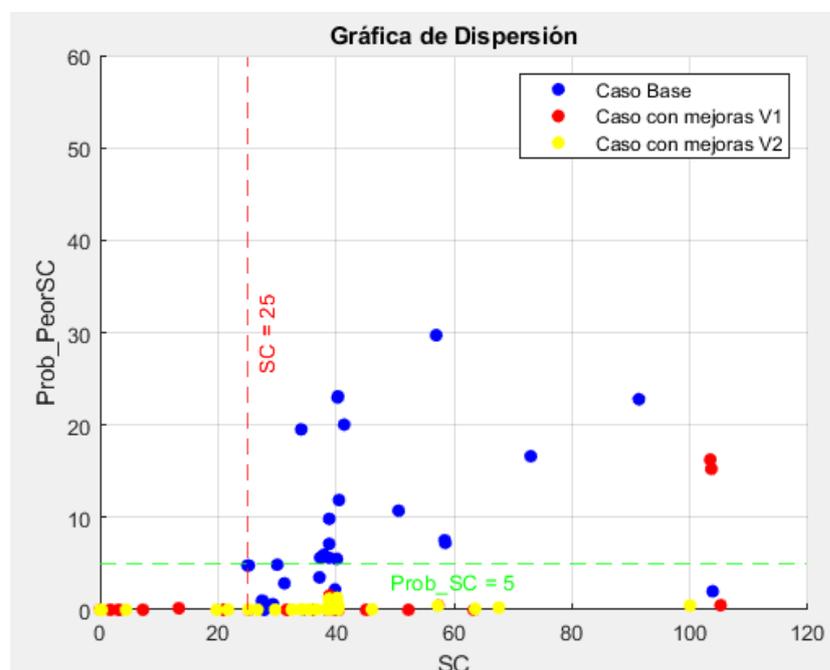


Figura 6.5: Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente comparando los casos base contra los casos con mejoras.

Capítulo 6. Análisis de la Red de Trasmisión

Las modificaciones determinadas en la tabla 6.7 permiten el funcionamiento de la red en condición de falta sobre un elemento de la red de Trasmisión (Líneas y Transformadores) sin sobrecargas con altas probabilidades de ocurrencia, Los valores finales de sobrecargas y probabilidades se encuentran en la tabla 6.8.

Línea	SCmax (%)	Prob. Peor SC	Prob. Global
MVL-MVR	100,43	0,46	3,04
MAL-SCA	0,32	0,00	0,00
YOU-MER	67,6	0,24	0,43
BIF-PAN	63,6	0,09	3,07
SVA-EFI	32,53	0,02	0,64
LIB-EFI	35,54	0,02	0,74
NOR-MVR	57,26	0,44	0,08
MVA-BIF	40,38	0,02	0,73
NOR-MVE	0,05	0,00	0,00
MVA-PAN	39,28	0,04	0,64
MVA-PRO	40,35	0,43	3,24
MVA-PRO	40,35	0,43	3,23
PRO-FLO	40,35	0,41	3,21
PRO-FLO	40,34	0,43	3,22
PIA-FLO	36,62	0,03	0,00
SU5-CLFAUX	40,15	1,29	0,86
PIA-FLO	36,62	0,03	0,00
BIF-PAZ	26,66	0,01	0,17
PAL-BAY	38,83	1,20	1,31
MVB-ROD	38,47	0,08	1,02
BON-BAY	38,33	0,08	1,03
PBE-ROD	38,60	0,02	0,83
PAM-TAB	25,22	0,04	1,42
PBE-ACO	29,74	0,01	0,43
YOU-BOB	46,06	0,06	0,00
YOU-BOB	46,06	0,06	0,00
ROD-TRI	34,39	0,02	0,00
ROD-TRI	34,39	0,02	0,00
PLA-BIF	34,10	0,06	1,92
MEB-ARB	4,42	0,00	0,00
COL-LIB	21,71	0,02	0,55
MVB-PBE	19,84	0,00	0,05

Tabla 6.8: Sobrecargas más críticas de la red modificada en Condición N-1 (segunda versión).

Capítulo 7

Conclusiones

En este proyecto se logró cumplir con los objetivos planteados, integrando herramientas de código abierto para simular el despacho óptimo y realizar análisis de flujo de carga en la red de transmisión eléctrica. Esto permitió estudiar el sistema eléctrico uruguayo bajo una gran cantidad de escenarios diferentes, facilitando el análisis de su operación y expansión para los próximos ocho años.

Se propuso un índice de estrés de la red que resultó útil para identificar estacionalidades y problemas operativos como el control de tensión y las sobrecargas. Este índice aunque resulte bueno para el estudio distinguimos que puede tener mejoras disponibles como agregar pesos a los elementos de la red, y sería importante incluir en futuros estudios la dependencia del poste para aumentar la precisión del indicador.

Con este índice como criterio, se desarrolló una metodología para evaluar distintos planes de expansión de generación, clasificándolos mediante algoritmos genéticos según su capacidad para minimizar tanto el costo de abastecimiento como el estrés en la red Transmisión.

También se implementaron herramientas para estimar el impacto de contingencias simples (N-1), proponiendo soluciones para reforzar la red y aumentar su confiabilidad ante fallas.

Aunque el proyecto alcanzó sus metas, se identificaron áreas para seguir trabajando en este estudio. Por ejemplo, reducir el paso temporal en las simulaciones, automatizar la carga de datos mediante herramientas como OddFace Prepare y perfeccionar los métodos de flujo de carga. También sería una mejora incorporar modelos avanzados para el consumo en cada subestación como sería el modelo CEGH, ampliar la cantidad de zonas analizadas y considerar aspectos regulatorios, ambientales y económicos para enriquecer la planificación.

Finalmente, integrar tecnologías emergentes y lograr usar modelos de optimización más complejos será importante para futuros estudios acerca de los temas desarrollados, de forma de adaptarse a los desafíos que plantea la transición energética.

En conclusión, este proyecto sienta una base sólida para analizar y planificar la expansión del sistema eléctrico de transmisión en Uruguay, ofreciendo herramientas y criterios técnicos que ayudarán a tomar mejores decisiones frente al crecimiento

Capítulo 7. Conclusiones

y los cambios del sector.

Apéndice A

Rangos de reactiva de generadores

En este apéndice se encuentran las tablas A.1 y A.2 con los rangos de

$$tg(\phi) = Q/P$$

de los generadores de la red.

Apéndice A. Rangos de reactiva de generadores

Generador	$tg(\phi)$ min	$tg(\phi)$ max
El Naranjal	-0.32	0.32
Asahi	-0.32	0.32
Albisu	-0.32	0.32
PTI_UTE	-0.32	0.32
Magdalena	-0.32	0.00
Lumiganor	0.00	0.00
MIEM_UTE	-0.32	0.32
Feinma	-0.32	0.00
Petilcoran	-0.32	0.00
TS	-0.32	0.00
Vingano	-0.32	0.00
Abril	-0.32	0.00
Casalko	-0.32	0.00
Dicano	-0.32	0.00
Liderdat	-0.32	0.32
Zenda	-0.32	0.32
Julieta	-0.20	-0.14
Arboreto	-0.32	0.32
Santa Fe	-0.32	0.32
Libertad	0.00	0.32
Marystay	-0.32	0.32
Engraw	-0.43	-0.20
Solis de Matajo	-0.32	0.00
Las Rosas	-0.32	0.32
UPM2	-0.32	0.32
Salto Grande	-0.32	0.32
Yarnel	-0.32	0.32
MenafraSolar	-0.32	-0.14
Raditon	-0.32	-0.25
Del Litoral	-0.32	0.32
La Jacinta	-0.32	0.32
UPM	-0.32	0.32
Palomas	-0.32	0.32
Arapey Solar	-0.32	0.32
Alur	-0.43	0.00
Altocielo	-0.32	0.00
JP Terra	-0.32	0.32
Kiyu	-0.32	0.32
PTA	-0.32	0.32
CC	-0.32	0.32

Tabla A.1: Valores de $tg(\phi)$ para cada generador

Generador	$tg(\phi)$ min	$tg(\phi)$ max
PTA (APC)	-0.32	0.32
Corfrisa	-0.32	0.32
Motores Batlle	-0.32	0.32
Galofe	-0.39	-0.29
Minas 1	-0.32	0.32
Dank	-0.32	0.32
Bioener	-0.32	0.32
Fenirol	-0.32	0.00
Pampa	-0.32	0.32
Uruply	-0.32	0.00
Valentines	-0.32	0.32
Melowind	-0.32	0.32
Palmar	-0.32	0.32
Florida1	-0.32	0.32
Florida2	-0.32	0.32
Bonete	-0.32	0.32
Baygorria 1-3	-0.32	0.32
Villa Rodriguez	-0.32	0.00
Marialuz	-0.36	-0.29
Nuevo Pastoral 1	-0.32	0.32
Arias	-0.32	0.32
Talas de Maciel 1	-0.32	0.32
Artilleros	-0.32	0.32
Rosario	-0.32	0.32
Ventus 1	-0.32	-0.25
Natelu	-0.32	0.32
Caracoles 1	-0.32	0.32
Maldonado 1	-0.32	0.32
Maldonado 2	-0.32	0.32
Caracoles 2	-0.32	0.32
18 de Julio	-0.32	0.00
Nuevo Manantial 1	-0.32	0.32
Nuevo Manantial 2	-0.32	0.32
Carape 1	-0.32	0.32
Carape 2	-0.32	0.32
Cuchilla del Peralta	-0.32	0.32
Peralta 1 GCEE	-0.32	0.32
Peralta 2 GCEE	-0.32	0.32
Luz de Loma	-0.32	0.32
Luz de Mar	-0.32	0.32
Luz de Rio	-0.32	0.32
Montes del plata 1-2	-0.32	0.32
Cerro Grande	-0.32	0.32

Tabla A.2: Valores de $tg(\phi)$ para cada generador

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Apéndice B

Comparación de PCC en las Barras respecto a estudios anteriores

En este apéndice se muestra la tabla de comparación entre la potencia de cortocircuitos calculada por el grupo respecto a la de ute del 2010 B.2 y B.1.

Estación		UTE		Grupo	
Nombre	Barra	SCC (MVA)	ICC (kA)	SCC (MVA)	ICC (kA)
Central Battle	MVE1501	2431.19	9.36	995.96	3.83
Central Battle	MVE1502	2528.03	9.73	996.68	3.84
Montevideo A	MVA150	2878.80	11.08	2085,57	10.96
Montevideo B	MVB150	2733.28	10.52	2077.7	8
Montevideo C	MVC150	2467.75	9.50	735.59	2.83
Montevideo F	MVF150	2493.86	9.60	879.67	3.39
Montevideo G	MVG150	2442.30	9.40	830.53	3.20
Montevideo H	MVH150	2535.81	9.76	869.42	3.34
Montevideo I	MVI150	2572.25	9.90	887.46	3.42
Montevideo J	MVJ150	2416.02	9.30	858.21	3.30
Montevideo K	MVK150	2127.91	8.19	323.55	1.25
Montevideo L	MVL150	2525.98	9.72	1234.05	4.75
Montevideo N	NOR150	2664.11	10.24	823.14	3.17
Montevideo R	MVR1501	2456.22	9.45	819.78	3.15
Montevideo R	MVR1502	2544.75	9.79	849.99	3.27
Pando	PAN150	1276.31	4.91	150	0.58
Santiago Vazquez	SVA150	1945.11	7.49	407.01	1.57
Solymar	SOL150	1533.75	5.90	95.49	0.37

Tabla B.1: Potencia de Cortocircuitos en barras del red, Montevideo

Apéndice B. Comparación de PCC en las Barras respecto a estudios anteriores

Estación		UTE		Grupo	
Nombre	Barra	SCC (MVA)	ICC (kA)	SCC (MVA)	ICC (kA)
Aguas Corrientes	ACO150	1302.76	5.01	231.32	0.89
Arapey	ARA150	490.24	1.89	49.55	0.19
Artigas	ART150	213.14	0.82	124.78	0.48
Baygorria	BAY150	946.72	3.64	1058.50	4.07
Bifurcacion	BIF150	1110.43	4.27	362.16	1.39
Botnia	BOT150	827.83	3.19	578.95	2.23
Cantegril	CGR150	586.17	2.26	240.48	0.92
Colonia	COL150	320.00	1.23	657.89	2.53
Conchillas	CON150	277.66	1.07	436.41	1.68
Durazno	DUR150	584.22	2.25	444.21	1.71
Efice	EFI150	1636.82	6.30	348.18	1.34
Enrique Martinez	EMA150	160.34	0.62	159.69	0.62
Florida	FLO150	657.99	2.53	537.50	2.07
Fray Bentos	FBE150	850.27	3.27	595.88	2.29
Las Piedras	PIE150	2000.11	7.70	77.60	0.30
Libertad	LIB150	907.93	3.49	340.13	1.31
Maldonado	MAL150	600.04	2.31	263.11	1.01
Melo	MEL150	146.25	0.56	192.98	0.74
Mercedes	MER150	720.03	2.77	572.69	2.20
Nueva Palmira	NPA150	347.15	1.34	384.46	1.48
Palmar (500 kV)	PAL150	2098.24	8.08	3659.09	4.22
Pan de Azucar	PAZ150	678.03	2.61	211.96	0.82
Paysandu	PAY150	618.34	2.38	407.42	1.57
Punta del Este	PES150	584.06	2.25	237.29	0.91
Punta del Tigre	PTI1501	1165.14	4.48	4240.22	16.32
Rivera	RIV150	176.97	0.68	172.58	0.67
Rocha	ROC150	337.50	1.30	173.81	0.67
Rodriguez	ROD150	1010.98	3.89	579.88	2.23
Rosario	ROS150	442.71	1.70	525.79	2.02
Salto	SAL150	902.76	3.47	180.76	0.70
Salto Grande Uru	SGU500	1036.60	3.99	4740.32	5.47
San Carlos	SCA150	603.56	2.32	423.15	1.63
San Javier	SJA150	1136.52	4.37	3723,36	14,3
Stel	STE150	213.54	0.82	16.90	0.07
T. Gomensoro	TGO150	328.73	1.27	100.56	0.39
Tacuarembó	TAC150	279.19	1.07	89.94	0.35
Terra	BON150	908.33	3.50	2163.27	8.33
Treinta Y Tres	TYT150	205.21	0.79	309.50	1.19
Trinidad	TRI150	728.78	2.81	879.54	3.39
Valentines	VAL150	267.84	1.03	479.41	1.85
Young	YOU150	739.51	2.85	662.58	2.55

Tabla B.2: Potencia de Cortocircuito en barras, interior del País

Apéndice C

Zonas de las Tecnologías Instaladas

C.1. Tecnologías Finales

Los parámetros para las tecnologías finales se muestran en las tablas C.1 C.2 para Biomasa, C.3 C.4 para Fotovoltaica, y C.5 C.6 para eólicas, las hipótesis sobre los costos de inversión de cada tipo de tecnología se obtiene desde el informe de lazar LCOE [10]. Los valores de máximo de unidades por vez y cantidad máxima de unidades se definen para minimizar los individuos infactibles. Los valores de UG/UI se determinan de acuerdo al modelo de referencia de cada tecnología, para obtener unidades de inversión de aproximadamente parques eólicos de 50 MW, parques solares de 20 MW y plantas de biomasa de 100 MW. Los valores de PP en las tablas C.1, C.3 y C.5 corresponden a los pagos por potencia física disponible en USD/MWh (No se relacionan con el factor de planta).

Tecnología	Modelo Parque	PP (USD/MWh)	nUG	MW_max/UG	C.inversión (MUSD/MW)
Biomasa	Modelo Térmico Base	88.76	1	100	3.0

Tabla C.1: Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Biomasa

Tecnología	UG/UI	MUSD/UI	CapMW/UI	MaxUI Activas	MaxUI/Vez
Biomasa	1	300.0	100.0	5	2

Tabla C.2: Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Biomasa

Tecnología	kt	Modelo Parque	PP (USD/MWh)	nUG	MW_max/UG	C.inversión (MUSD/MW)
Solar Norte	Naranjal	Naranjal	8.07	49	1.02	1.0
Solar Sur	Natelu	Natelu	8.07	19	0.5	1.0

Tabla C.3: Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Solar

Apéndice C. Zonas de las Tecnologías Instaladas

Tecnología	UG/UI	MUSD/UI	Cap MW/UI	MaxUI_Activas	MaxUI/Vez
Solar Norte	20	20.4	20.4	15	8
Solar Sur	40	20.0	20.0	15	8

Tabla C.4: Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Solar

Tecnología	vx	vy	Borne (X,Y)	Modelo Parque	PP (USD/MWh)	nUG	MW_max/UG
Eólica Sureste	Nuevo Pastoreale	Artilleros	(60,36)	Artilleros	16.37	31	2.04
Eólica Noreste	Valentines	Melowind	(37,5)	Melowind	16.37	20	2.41
Eólica Centro	Pastoreale	Talas	(60,32)	Pampa	16.37	59	2.32
Eólica Norte	Palomas	Pampa	(34,35)	Pampa	16.37	59	2.32
Eólica Litoral	Terra	Palomas	(33,34)	Palomas	16.37	35	1.93
Eólica Suroeste	Maldonado	Carape	(26,8)	Maldonado 1	16.37	25	1.93

Tabla C.5: Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Eólica

Tecnología	C_inversión (MUSD/MW)	UG/UI	MUSD/UI	Cap MW/UI	MaxUI Activas	MaxUI/Vez
Eólica Sureste	1.6	25	81.6	51.0	10	5
Eólica Noreste	1.6	25	96.4	60.25	10	5
Eólica Centro	1.6	25	92.8	58.0	10	5
Eólica Norte	1.6	25	92.8	58.0	10	5
Eólica Litoral	1.6	25	77.2	48.25	10	5
Eólica Suroeste	1.6	25	77.2	48.25	10	5

Tabla C.6: Hipótesis sobre las tecnologías del problema

Apéndice D

Mejores Planes de Expansión

En este apéndice se detallan en tablas los mejores planes de expansión obtenidos según el método desarrollado por el grupo.

En las Tablas D.1 y D.2 se muestra el individuo 2978, el mejor para el problema número 1.

En las Tablas D.3 y D.4 se muestra el individuo 3639, el mejor para el problema número 2 con menor peso en la minimización del índice de estrés.

Por último en las Tablas D.5, D.6, y D.7 se muestra el individuo 3663, el mejor para el problema número 3 con mayor peso en la minimización del índice de estrés.

Apéndice D. Mejores Planes de Expansión

Tabla D.1: Individuo 2978, hasta 2027

Fecha	Generador	Barra	Nodo
2024-10-28	NorEste_E5amp_U1	VAL150_B	92420
2024-10-28	Norte_S2amp_U1	NARANJAL	92001
2024-10-28	SurEste_E4amp_U1	MVM1501X	92180
2024-10-28	SurEste_E4amp_U2	MVM1501X	92180
2025-11-03	Centro_E6amp_U1	ROD150_B	92580
2025-11-03	Norte_S2amp_U2	SJA150_B	92080
2025-11-03	Norte_S2amp_U3	MEL150_B	92450
2025-11-03	Norte_S2amp_U4	MEB150P2	92482
2025-11-03	SurEste_E4amp_U3	SOL150_B	92380
2025-11-03	SurEste_E4amp_U4	MVM1501X	92180
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U1	DOL150_B	92940
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U2	NPA150_B	92650
2025-11-03	Sur_S3amp_U1	MER150_B	92640
2025-11-03	Sur_S3amp_U2	FBEMER_X	92660
2025-11-03	Sur_S3amp_U3	FBE150_B	92050
2026-11-02	Litoral_E8amp_U1	SJA150_B	92080
2026-11-02	Norte_S2amp_U5	MEL150_B	92450
2026-11-02	Norte_S2amp_U6	MEB150_B	92480
2026-11-02	Norte_S2amp_U7	MEB150P2	92482
2026-11-02	SurOeste_E9amp_U3	DOL150_B	92940
2026-11-02	SurOeste_E9amp_U4	NPA150_B	92650
2026-11-02	Sur_S3amp_U4	CON150_B	92690
2027-11-01	Centro_E6amp_U2	ROD150_B	92580
2027-11-01	NorEste_E5amp_U2	LAD150_B	92485
2027-11-01	NorEste_E5amp_U3	MEL150_B	92450
2027-11-01	NorEste_E5amp_U4	MEB150P2	92482
2027-11-01	Norte_E7amp_U1	RIV150_B	92400
2027-11-01	SurOeste_E9amp_U5	CON150_B	92690

Tabla D.2: Individuo 2978, a partir de 2028

Fecha	Generador	Barra	Nodo
2028-10-30	Centro_E6amp_U3	BAY150_B	92550
2028-10-30	Centro_E6amp_U4	PAL150_B	92500
2028-10-30	Centro_E6amp_U5	PAL150_B	92500
2028-10-30	Litoral_E8amp_U2	ASAHI	92002
2028-10-30	Litoral_E8amp_U3	NARANJAL	92001
2028-10-30	Norte_S2amp_U8	SJA150_B	92080
2028-10-30	Norte_S2amp_U9	LAD150_B	92485
2028-10-30	SurEste_E4amp_U5	SOL150_B	92380
2028-10-30	SurEste_E4amp_U6	MVM1501X	92180
2028-10-30	SurEste_E4amp_U7	PES150_B	92750
2028-10-30	SurOeste_E9amp_U6	LIB150_B	92620
2029-10-29	Centro_E6amp_U6	BAY150_B	92550
2029-10-29	Litoral_E8amp_U4	ASAHI	92002
2029-10-29	SurOeste_E9amp_U7	SVA150_B	92630
2029-10-29	Sur_S3amp_U5	EFI150_B	92682
2029-10-29	Sur_S3amp_U6	EFI150_X	92681
2029-10-29	Sur_S3amp_U7	LIB150_B	92620
2030-10-28	AmpBiomasa_B1amp_U1	SVA150_B	92630
2030-10-28	Centro_E6amp_U7	BAY150_B	92550
2030-10-28	Litoral_E8amp_U5	NARANJAL	92001
2030-10-28	Norte_E7amp_U2	TAB150_B	92412
2030-10-28	Norte_S2amp_U10	LAD150_B	92485
2030-10-28	SurEste_E4amp_U8	SOL150_B	92380
2030-10-28	SurOeste_E9amp_U8	PIE150_B	92280
2030-10-28	Sur_S3amp_U8	EFI150_X	92681
2030-10-28	Sur_S3amp_U9	LIB150_B	92620
2030-10-28	Sur_S3amp_U10	MVM1501X	92180

Apéndice D. Mejores Planes de Expansión

Tabla D.3: Individuo 3639, hasta 2027

Fecha	Generador	Barra	Nodo
2024-10-28	Norte_E7amp_U1	RIV150_B	92400
2024-10-28	Norte_S2amp_U1	NARANJAL	92001
2024-10-28	Norte_S2amp_U2	NARANJAL	92001
2024-10-28	SurEste_E4amp_U1	MVM1501X	92180
2025-11-03	Centro_E6amp_U1	ROD150_B	92580
2025-11-03	Centro_E6amp_U2	ICO150_B	92593
2025-11-03	Centro_E6amp_U3	TRI150_B	92590
2025-11-03	Norte_S2amp_U3	SJA150_B	92080
2025-11-03	Norte_S2amp_U4	BAY150_B	92550
2025-11-03	SurEste_E4amp_U2	SOL150_B	92380
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U1	DOL150_B	92940
2025-11-03	Sur_S3amp_U1	MER150_B	92640
2025-11-03	Sur_S3amp_U2	FBEMER_X	92660
2026-11-02	Centro_E6amp_U4	PIA150_B	92510
2026-11-02	Centro_E6amp_U5	PAL150_B	92500
2026-11-02	Norte_S2amp_U5	SJA150_B	92080
2026-11-02	SurEste_E4amp_U3	SOL150_B	92380
2026-11-02	SurEste_E4amp_U4	MVM1501X	92180
2026-11-02	Sur_S3amp_U3	DOL150_B	92940
2026-11-02	Sur_S3amp_U4	NPA150_B	92650
2026-11-02	Sur_S3amp_U5	MER150_B	92640
2027-11-01	Centro_E6amp_U6	PBE150BX	92562
2027-11-01	Centro_E6amp_U7	PBE150BX	92562
2027-11-01	Norte_E7amp_U2	TAB150_B	92412
2027-11-01	Norte_S2amp_U6	MEB150P2	92482
2027-11-01	SurOeste_E9amp_U2	SVA150_B	92630
2027-11-01	SurOeste_E9amp_U3	EFI150_B	92682
2027-11-01	Sur_S3amp_U6	SOL150_B	92380
2027-11-01	Sur_S3amp_U7	EFI150_X	92681
2027-11-01	Sur_S3amp_U8	MVM1501X	92180

Tabla D.4: Individuo 3639, a partir de 2028

Fecha	Generador	Barra	Nodo
2028-10-30	Centro_E6amp_U8	PAL150_B	92500
2028-10-30	Centro_E6amp_U9	PAL150_B	92500
2028-10-30	Litoral_E8amp_U1	NARANJAL	92001
2028-10-30	NorEste_E5amp_U1	MEB150P2	92482
2028-10-30	NorEste_E5amp_U2	MEB150_B	92480
2028-10-30	SurEste_E4amp_U5	SOL150_B	92380
2028-10-30	SurEste_E4amp_U6	MVM1501X	92180
2028-10-30	SurOeste_E9amp_U4	SVA150_B	92630
2028-10-30	SurOeste_E9amp_U5	PIE150_B	92280
2028-10-30	Sur_S3amp_U9	MAL150_B	92730
2028-10-30	Sur_S3amp_U10	CGR150_B	92740
2029-10-29	Centro_E6amp_U10	PAL150_B	92500
2029-10-29	Centro_E6amp_U11	YOU150_B	92020
2029-10-29	SurOeste_E9amp_U6	SVA150_B	92630
2029-10-29	Sur_S3amp_U11	SOL150_B	92380
2029-10-29	Sur_S3amp_U12	MVM1501X	92180
2029-10-29	Sur_S3amp_U13	EFI150_B	92682
2030-10-28	Litoral_E8amp_U2	NARANJAL	92001
2030-10-28	Litoral_E8amp_U3	ASAHI	92002
2030-10-28	NorEste_E5amp_U3	MEB150P2	92482
2030-10-28	Norte_E7amp_U3	FILTROSU	92403
2030-10-28	Norte_S2amp_U7	MEB150_B	92480
2030-10-28	Norte_S2amp_U8	LAD150_B	92485
2030-10-28	Norte_S2amp_U9	MEL150_B	92450
2030-10-28	SurEste_E4amp_U7	SOL150_B	92380
2030-10-28	SurEste_E4amp_U8	MVM1501X	92180
2030-10-28	Sur_S3amp_U14	SVA150_B	92630

Apéndice D. Mejores Planes de Expansión

Tabla D.5: Individuo 3663, 2024-2026

Fecha	Generador	Barra	Identificador
2024-10-28	NorEste_E5amp_U1	VAL150_B	92420
2024-10-28	NorEste_E5amp_U2	VAL150_B	92420
2024-10-28	SurEste_E4amp_U1	MVM1501X	92180
2024-10-28	SurEste_E4amp_U2	MVM1501X	92180
2024-10-28	SurEste_E4amp_U3	MVM1501X	92180
2025-11-03	Centro_E6amp_U1	ROD150_B	92580
2025-11-03	NorEste_E5amp_U3	MEL150_B	92450
2025-11-03	NorEste_E5amp_U4	LAD150_B	92485
2025-11-03	Norte_E7amp_U1	RIV150_B	92400
2025-11-03	Norte_S2amp_U1	SJA150_B	92080
2025-11-03	Norte_S2amp_U2	MEB150_B	92480
2025-11-03	Norte_S2amp_U3	MEB150P2	92482
2025-11-03	SurEste_E4amp_U4	SOL150_B	92380
2025-11-03	SurEste_E4amp_U5	MVM1501X	92180
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U1	DOL150_B	92940
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U2	NPA150_B	92650
2025-11-03	SurOeste_E9amp_U3	MER150_B	92640
2025-11-03	Sur_S3amp_U1	FBEMER_X	92660
2025-11-03	Sur_S3amp_U2	FBE150_B	92050
2025-11-03	Sur_S3amp_U3	BOT150_B	92051

Tabla D.6: Individuo 3663, 2026-2028

Fecha	Generador	Barra	Identificador
2026-11-02	Centro_E6amp_U2	ROD150_B	92580
2026-11-02	Centro_E6amp_U3	PBE150RX	92561
2026-11-02	Centro_E6amp_U4	PAL150_B	92500
2026-11-02	Norte_E7amp_U2	TAB150_B	92412
2026-11-02	Norte_E7amp_U3	TAC150_B	92410
2026-11-02	Norte_S2amp_U4	SJA150_B	92080
2026-11-02	Norte_S2amp_U5	MEB150_B	92480
2026-11-02	SurEste_E4amp_U6	SOL150_B	92380
2026-11-02	SurEste_E4amp_U7	MVM1501X	92180
2026-11-02	SurEste_E4amp_U8	ROC150_B	92760
2026-11-02	SurOeste_E9amp_U4	DOL150_B	92940
2026-11-02	Sur_S3amp_U4	NPA150_B	92650
2026-11-02	Sur_S3amp_U5	CON150_B	92690
2026-11-02	Sur_S3amp_U6	MER150_B	92640
2027-11-01	Centro_E6amp_U5	ACO150_B	92670
2027-11-01	Centro_E6amp_U6	PAL150_B	92500
2027-11-01	Norte_E7amp_U4	FILTROSU	92403
2027-11-01	Norte_S2amp_U6	NARANJAL	92001
2027-11-01	SurOeste_E9amp_U5	CON150_B	92690
2027-11-01	SurOeste_E9amp_U6	SVA150_B	92630

Apéndice D. Mejores Planes de Expansión

Tabla D.7: Individuo 3663, 2028-2029

Fecha	Generador	Barra	Identificador
2028-10-30	AmpBiomasa_B1amp_U1	SVA150_B	92630
2028-10-30	Centro_E6amp_U7	PAL150_B	92500
2028-10-30	Centro_E6amp_U8	PRO1501X	92131
2028-10-30	Litoral_E8amp_U1	NARANJAL	92001
2028-10-30	Litoral_E8amp_U2	ASAHI	92002
2028-10-30	Litoral_E8amp_U3	SJA150_B	92080
2028-10-30	NorEste_E5amp_U5	MEB150P2	92482
2028-10-30	Norte_E7amp_U5	TAB150_B	92412
2028-10-30	Norte_S2amp_U7	MEB150_B	92480
2028-10-30	Norte_S2amp_U8	LAD150_B	92485
2028-10-30	SurEste_E4amp_U9	SOL150_B	92380
2028-10-30	SurOeste_E9amp_U7	PIE150_B	92280
2028-10-30	SurOeste_E9amp_U8	PIE150_B	92280
2028-10-30	Sur_S3amp_U7	LIB150_B	92620
2028-10-30	Sur_S3amp_U8	CON150_B	92690
2029-10-29	Centro_E6amp_U9	PAL150_B	92500
2029-10-29	Centro_E6amp_U10	BAY150_B	92550
2029-10-29	Centro_E6amp_U11	PAL150_B	92500
2029-10-29	NorEste_E5amp_U6	MEB150P2	92482
2029-10-29	SurEste_E4amp_U10	SOL150_B	92380
2029-10-29	SurEste_E4amp_U11	MVM1501X	92180
2029-10-29	SurEste_E4amp_U12	MAL150_B	92730
2029-10-29	SurOeste_E9amp_U9	SVA150_B	92630
2029-10-29	Sur_S3amp_U9	CGR150_B	92740
2030-10-28	Centro_E6amp_U12	PAL150_B	92500
2030-10-28	NorEste_E5amp_U7	MEB150P2	92482
2030-10-28	Norte_S2amp_U9	NARANJAL	92001
2030-10-28	SurEste_E4amp_U13	SOL150_B	92380
2030-10-28	Sur_S3amp_U10	MVM1501X	92180
2030-10-28	Sur_S3amp_U11	MAL150_B	92730
2030-10-28	Sur_S3amp_U12	CGR150_B	92740

Apéndice E

Glosario

A continuación se deja una definición acerca de los principales términos y abreviaturas que se utilizan en este Proyecto.

E.0.1. Niveles de tensión

- AT: Alta tensión, en la red Uruguaya refiere a 150 o 500 kV, a excepción de las líneas de 220 kV.
- MT: Media tensión, en la red Uruguaya refiere tensiones de a 6.3, 15, 31.5 o 64 kV.

E.0.2. Tabla de Barras por Estación

Barra	Estación	Departamento	Nivel de Tensión
ACO	Aguas Corrientes	Canelones	150
ARA	Arapey	Salto	150
ARB	Arboledo	Cerro Largo	150
ART	Artigas	Artigas	150
BAY	Baygorria	Durazno	150
BIF	Bifurcacion	Canelones	150
BOB	Bonete B	Tacuarembó	150
BON	Terra	Durazno	150
BOT	Botnia	Río Negro	150
CAR	Caracoles	Maldonado	150
CCO	Cerro Colorado	Flores	150
CME	Conversora Melo	Cerro Largo	500
COL	Colonia	Colonia	150
CPA	Cuchillas de Peralta A	Tacuarembó	150
CPB	Cuchillas de Peralta B	Tacuarembó	150
CRI	Conversora Rivera	Rivera	150
DOL	Dolores	Soriano	150

Apéndice E. Glosario

Barra	Estación	Departamento	Nivel de Tensión
DUR	Durazno	Durazno	150
EFI	Efice	Montevideo	150
EMA	Enrique Martinez	Treinta y Tres	150
FBE	Fray Bentos	Rio Negro	150
FLO	Florida	Florida	150
ICO	Ismael Cortinas	Flores	150
JVI	Javier de Viana	Artigas	150
KIY	Kiyu	San José	150
LIB	Libertad	San José	150
MA5	Montevideo A	Montevideo	500
MAL	Maldonado	Maldonado	150
MB5	Montevideo B	Montevideo	500
MCO	Minas de Corrales	Rivera	150
MDI	Manuel Díaz	Rivera	150
ME5	Melo	Cerro Largo	500
MEB	Melo	Cerro Largo	150
MEL	Melo	Cerro Largo	150
MEN	Mendoza	Colonia	150
MER	Mercedes	Soriano	150
MI5	Montevideo I	Montevideo	500
MIN	Minas	Lavalleja	60
MVA	Montevideo A	Montevideo	150
MVB	Montevideo B	Montevideo	150
MVC	Montevideo C	Montevideo	150
MVD	Montevideo D	Montevideo	150
MVE	Central Battle	Montevideo	150
MVF	Montevideo F	Montevideo	150
MVG	Montevideo G	Montevideo	150
MVH	Montevideo H	Montevideo	150
MVI	Montevideo I	Montevideo	150
MVJ	Montevideo J	Montevideo	150
MVK	Montevideo K	Montevideo	150
MVL	Montevideo L	Montevideo	150
MVM	Montevideo M	Montevideo	150
MVR	Montevideo R	Montevideo	150
NOR	Montevideo N	Montevideo	150
NPA	Nueva Palmira	Colonia	150
PA5	Palmar	Soriano	500
PAL	Palmar	Soriano	150
PAM	Pampa	Tacuarembó	150
PAN	Pando	Canelones	150
PAY	Paysandu	Paysandu	150
PAZ	Pan de Azucar	Maldonado	150

Barra	Estación	Departamento	Nivel de Tensión
PBE	Puesto Intermedio	Canelones	150
PES	Punta del Este	Maldonado	150
PIE	Las Piedras	Canelones	150
PLA		Lavalleja	150
PPE	Montes del Plata	Colonia	150
PRO	Progreso	Canelones	150
PT5	Punta del Tigre	San José	500
PTI	Punta del Tigre	San José	150
PTO	Paso de los Toros	Tacuarembó	150
RIV	Rivera	Rivera	150
ROC	Rocha	Rocha	150
ROD	Rodriguez	San José	150
ROS	Rosario	Colonia	150
SAL	Salto	Salto	150
SC5	San Carlos	Maldonado	500
SCA	San Carlos	Maldonado	150
SG5	Salto Grande Uruguay	Salto	500
SGU	Salto Grande Uruguay	Salto	150
SJ5	San Javier	Rio Negro	500
SJA	San Javier	Rio Negro	150
SOL	Solymer	Canelones	150
SUA	Suarez	Canelones	150
SVA	Santiago Vazquez	Montevideo	150
TAB	Tacuarembó	Tacuarembó	150
TAC	Tacuarembó	Tacuarembó	150
TGO	T.Gomensoro	Artigas	150
TRI	Trinidad	Flores	150
TYT	Treinta Y Tres	Treinta y Tres	150
VAL	Valentines	Treinta y Tres	150
YOU	Young	Rio Negro	150

Esta página ha sido intencionalmente dejada en blanco.

Referencias

- [1] Investigation of schemes for incorporating generator Q limits in the fast decoupled load flow method. *Sādhanā*, 40(4):1155–1168, 2015.
- [2] ADME. Fundamentos del CEGH. https://adme.com.uy/db-docs/Docs_secciones/nid_5/cegh_fundamentos.pdf, s.f. Accedido el 18 de abril de 2025.
- [3] Ruben Chaer. Simulación de sistemas de energía eléctrica. Master's thesis, Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, August 2008. Tesis de Maestría en Ingeniería Eléctrica. Director: Dr. Gonzalo Casaravilla.
- [4] Drawio. Diagrams.net, 2025. Accedido el 11 de abril de 2025.
- [5] Antonio Gómez Expósito, editor. *Análisis y operación de sistemas de energía eléctrica*. Universidad de Sevilla, Sevilla, España, 2010.
- [6] Antonio Gómez Expósito and Esther Romero Ramos. Augmented rectangular load flow model. *IEEE Transactions on Power Systems*, 17(2):271–276, 2002.
- [7] Pablo Soubes Felipe Palacio, Maria Cristina Alvarez. Garantía de suministro 2023, 2023. Garantía de Suministro, 02 de marzo 2023.
- [8] Grupo ExpConRed. Documentos técnicos - proyecto expconred. https://drive.google.com/drive/folders/1_W61EDi7BSSiUq17R0KCtM4Z15D4r2xi?usp=drive_link, 2025. Accedido el 18 de abril de 2025.
- [9] Grupo SimSEE. *Manual del Usuario de SimSEE - Volumen 6: oddface*. Facultad de Ingeniería, Universidad de la República, Montevideo, Uruguay, 2020. Disponible en: https://simsee.org/db-docs/Docs_secciones/comunes/ManualSimSEE_Vol6_oddface.pdf.
- [10] Lazard. Lazard's levelized cost of energy+, version 17.0. Technical report, Lazard Ltd., June 2024.
- [11] Siemens. Psse, 2025. Accedido el 11 de abril de 2025.
- [12] SimSEE Project. Simsee: Plataforma de simulación de sistemas de energía eléctrica, 2025. Accedido el 11 de abril de 2025.

Referencias

- [13] B. Stott and O. Alsac. Fast decoupled load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, PAS-93(3):859–869, 1974.
- [14] URSEA. compilado de normas - energia electrica, 2023. Uruguay.
- [15] UTE. Memoria anual 2010. Technical report, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), Uruguay, 2010.
- [16] UTE. Representación gráfica - potencias de cortocircuito mínimas en barras de 150 kV y 60 kV. Technical report, Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE), Uruguay, febrero 2010. Versión Ver2010_MinHid.

Índice de tablas

2.1. Escalones de falla en sala SimSEE de la Garantía de suministro 2023 [7].	6
3.1. Rango de tensiones admisibles	25
4.1. Tabla de bornes de velocidad de viento y parques conectados . . .	47
4.2. Modelo de referencia para cada zona	47
4.3. Parques PV y borne de fuente CEGH de índices kT	49
4.4. Bornes y parque de referencia para cada zona de ampliación solar .	49
5.1. Distribución óptima de ampliaciones en 50 escenarios	55
5.2. Distribución óptima de ampliaciones en 100 escenarios	55
5.3. Penalización del índice de estrés por sobrecarga (acumulada en los escenarios) según método de ubicación de la generación para el mismo individuo.	56
5.4. Resultados generales de los mejores individuos	63
5.5. Comparación de unidades instaladas por tecnología entre los mejores individuos	66
6.1. Sobrecargas más críticas de la red en condición N-1	75
6.2. Casos más críticos de la red en zona Montevideo	77
6.3. Casos más críticos de la red, zona Este	77
6.4. Casos más críticos de la red, Zona Represas	78
6.5. Modificaciones Propuestas	78
6.6. Sobrecargas más críticas de la red modificada en Condición N-1 (primera versión)	80
6.7. Modificaciones actualizadas	81
6.8. Sobrecargas más críticas de la red modificada en Condición N-1 (segunda versión).	82
A.1. Valores de $tg(\phi)$ para cada generador	86
A.2. Valores de $tg(\phi)$ para cada generador	87
B.1. Potencia de Cortocircuitos en barras del red, Montevideo	89
B.2. Potencia de Cortocircuito en barras, interior del País	90
C.1. Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Biomasa	91

Índice de tablas

C.2. Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Biomasa	91
C.3. Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Solar	91
C.4. Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Solar	92
C.5. Hipótesis sobre las tecnologías del problema, Eólica	92
C.6. Hipótesis sobre las tecnologías del problema	92
D.1. Individuo 2978, hasta 2027	94
D.2. Individuo 2978, a partir de 2028	95
D.3. Individuo 3639, hasta 2027	96
D.4. Individuo 3639, a partir de 2028	97
D.5. Individuo 3663, 2024-2026	98
D.6. Individuo 3663, 2026-2028	99
D.7. Individuo 3663, 2028-2029	100

Índice de figuras

2.1. Balance de corrientes en un nodo de una red de admitancias	8
2.2. Diagrama Unifilar del modelo de la red de Trasmisión del sistema eléctrico Uruguayo año 2023.	21
2.3. Diagrama Unifilar del modelo de la subestación Rosario 150 kV ubicada en Rosario, Colonia.	21
2.4. Muestras quinceminutales del consumo de energía activa en subestaciones de trasmisión en porcentaje de la demanda total	23
3.1. Función de penalización de tensión para un rango admisible de 0.95 a 1.05, representa la función descrita en (3.1)	26
3.2. Función de penalización por sobrecarga, representa la función descrita en (3.2)	27
3.3. Modelo Norton equivalente para el cálculo de la potencia de cortocircuito en caso de barra con generador.	30
3.4. Potencia de Cortocircuito en Barras de la red eléctrica Uruguaya comparación calculadas por el grupo (izquierda) y estudio elaborado por UTE 2010 (derecha).	31
3.5. Potencia de Cortocircuito en Barras de la red eléctrica en Montevideo comparación calculadas por el grupo (izquierda) y estudio elaborado por UTE 2010 (derecha).	31
3.6. Comparación Red de Trasmisión del Uruguay (Izquierda red 2010, Derecha: red 2024).	32
3.7. Demanda y fuentes de generación resultado de la simulación de 2023, promedio diario. Valores por encima de la demanda son exportaciones	37
3.8. Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de tensión en 2023	38
3.9. Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de sobrecargas de líneas en 2023	39
3.10. Promedio y probabilidades de excedencia de la penalización de sobrecargas de Transformadores en 2023	40
3.11. Circulación de reactiva entre transformadores de la subestación SOL para el escenario con mayor circulación	40
3.12. Curvas de permanencia de las penalizaciones individuales durante el año 2023.	41

Índice de figuras

3.13. Promedio y probabilidades de excedencia de las pérdidas totales de potencia activa en 2023	42
3.14. Curvas de permanencia de números de TAPs al limite durante el año 2023.	43
4.1. Agrupación de barras para ampliación eólica.	48
4.2. Agrupación de barras para ampliación de Solar PV.	50
5.1. Evolución del valor esperado del CAD (MUSD) en el tiempo para los tres problemas OddFace	58
5.2. Evolución del Indice de estrés de individuos de cada problema . . .	59
5.3. Evolución del Indice de estrés de individuos de cada problema, individuos con IE menor a 2000	59
5.4. Evolución de la función objetivo de cada problema OddFace PIGRed	60
5.5. Evolución de la función objetivo de cada problema OddFace PIGRed y comparación con el CAD en media movil de 10 individuos	60
5.6. Evolución de la penalización por apartamientos de tensión en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas	61
5.7. Evolución de la penalización por sobrecarga de líneas en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas, valores menores a 5000	62
5.8. Evolución de la penalización por sobrecarga de transformadores en los individuos, normalizada al valor medio de 2023 para los tres problemas	62
5.9. Evolución de la penalización por apartamientos de tensión en el mejor individuo de cada problema	64
5.10. Evolución de la penalización por sobrecarga de líneas en el mejor individuo de cada problema	64
5.11. Evolución de la penalización por sobrecarga de transformadores en el mejor individuo de cada problema	65
5.12. Superposición de unifilares de la red con ubicaciones elegidas por el mejor individuo, en azul para el problema 1, rojo para el problema 2 y amarillo para el problema 3	67
5.13. Ejemplo de sección de parámetros adicionales de un problema Odd-Face PIGRed	71
6.1. Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente.	74
6.2. Salida de la corrida de flujo en la línea San Carlos Maldonado. . .	76
6.3. Salida de la corrida de flujo en la línea San Carlos Maldonado, con contingencia.	76
6.4. Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente antes y después de las modificaciones.	79

6.5. Gráfico de Dispersión máximas sobrecorrientes y probabilidad de ocurrencia de la peor sobrecorriente comparando los casos base contra los casos con mejoras.	81
---	----

Esta es la última página.
Compilado el lunes 22 septiembre, 2025.
<http://iie.fing.edu.uy/>