

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



“LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE *SOFT OPEN POINTS* EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ACTIVAS”.

MAICOL JORDÁN RAMOS ARAYA

MEMORIA DE TITULACIÓN PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO ELECTRICISTA

Profesores Guía

Alejandro Angulo Cárdenas

Víctor Hinojosa Mateus

24 de abril de 2023

Universidad Técnica Federico Santa María

Departamento de Ingeniería Eléctrica

Valparaíso - Chile



“LOCALIZACIÓN Y DIMENSIONAMIENTO ÓPTIMO DE *SOFT OPEN POINTS* EN REDES DE DISTRIBUCIÓN ACTIVAS”.

MAICOL JORDÁN RAMOS ARAYA

24 de abril de 2023

Material de referencia, su uso no involucra responsabilidad del autor o de la Institución.

“Considero más valiente al que conquista sus deseos que al que conquista a sus enemigos, ya que la victoria más dura es la victoria sobre uno mismo”.
Aristóteles

Agradecimientos

Son muchas las personas que me han acompañado en esta etapa, pero nada sería posible sin el amor de mi familia. Mi madre, Isolina Araya, siempre dijo, “después de las carreras no hay apuestas”, frase célebre que me repetía luego de fallar estrepitosamente en algo; gracias, mamá, ya que, aunque fallé muchas veces, nunca dejaste de creer en mí. A mi padre, José Ramos, humilde pirquinero que entregó su esfuerzo para que yo pudiera salir adelante, gracias. A mis hermanos, que siempre me motivaron a no rendirme y a ser feliz, gracias. Lo que más agradezco al destino es mi familia, ya que sin ellos esto no sería posible.

A mis amigos y a la tía María Campos, que en la distancia fueron mi segunda familia, gracias por la calidez de su compañía, por las risas, porque todos estos años en la universidad fueron una gran aventura.

Quiero agradecer al profesor Jorge Juliet, porque su consejo fue fundamental para aprender a enfrentar mis dificultades académicas. A mis profesores guía Alejandro Angulo y Víctor Hinojosa, no solo por su labor pedagógica, sino también por las veces que me escucharon y aconsejaron.

Agradezco además a ANID, que por medio del proyecto basal FB0008 “Advanced Center for Electrical and Electronic Engineering, AC3E” y el proyecto Fondecyt Regular N° 1210625, que colaboró con el desarrollo de este trabajo.

Maicol Ramos Araya

Índice general

Nomenclatura	1
1. Introducción	6
2. Fundamentos teóricos	9
2.1. Descripción del problema	9
2.1.1. Topología típica de los sistemas de distribución	9
2.1.2. Efectos de las energías renovables y su penetración en redes de distribución .	10
2.2. Alternativas para mejorar el desempeño de una red de distribución	12
2.2.1. Banco de condensadores	12
2.2.2. Reconfiguración de red	13
2.2.3. Equipos basados en electrónica de potencia	14
2.3. Uso de SOP en redes de distribución	15
2.4. Operación de un sistema de distribución	16
2.4.1. Problema de optimización en sistemas de distribución	16
3. Modelado del problema	18
3.1. Red de distribución	18
3.1.1. Flujos de potencia	18
3.1.2. Generación distribuida	21
3.1.3. Subestación principal o <i>utility</i>	21
3.1.4. Restricciones operacionales	22
3.2. SOP en redes de distribución	23
3.2.1. Modelo para SOP existentes	24

3.2.2.	Modelo para posibles SOP	26
3.3.	Análisis de costos	31
3.3.1.	Tipos de costos	31
3.3.2.	Costos asociados a la operación de la red	34
3.4.	Pérdidas del sistema	35
3.5.	Modelos Finales	36
3.5.1.	OPF-MP: Flujo óptimo de potencia multiperiodo	36
3.5.2.	LYDDC: localización y dimensionamiento discreto en la capacidad de un posible SOP	41
3.5.3.	LYDCC: localización y dimensionamiento continuo en la capacidad de un posible SOP	48
4.	Casos de estudio	54
4.1.	Información preliminar	54
4.1.1.	Redes disponibles	54
4.1.2.	Caracterización de la demanda y generación distribuida	56
4.1.3.	Características de los SOP	59
4.2.	Casos de estudio	62
4.2.1.	Caso 1: IEEE case 33 distribution system from Bran & Wu	62
4.2.2.	Caso 2: IEEE 34 Node Test Feeder y IEEE 4 Node Test Feeder	67
4.2.3.	Caso 3: IEEE 125 Node Test Feeder	73
5.	Rendimiento computacional, validación de resultados y evaluación <i>out of sample</i>	78
5.1.	Rendimiento computacional en casos de estudio	79
5.2.	Validación de resultados	80
5.2.1.	Validación caso de estudio “IEEE case 33 distribution system from Baran & Wu”	81
5.2.2.	Validación caso de estudio “IEEE 34 Node Test Feeder y IEEE 4 Node Test Feeder”	83
5.2.3.	Validación caso de estudio “IEEE 125 Node Test Feeder”	84

ÍNDICE GENERAL

5.3. Desempeño <i>out-of-sample</i>	85
6. Conclusiones y trabajo futuro	93
6.1. Trabajos futuros	95
Anexos	96
A. Información y Códigos	97
A.1. Códigos carpeta, principal.	97
A.1.1. Entradas de funciones	98
A.2. Recursos Carpeta “Implementación”	99
A.2.1. Carpeta de información (“...\info”)	99
A.2.2. Códigos de AMPL	99
A.3. Recursos digitales	101

Índice de figuras

2.1. Esquema típico de una red de distribución.	10
2.2. Comportamiento de PMGD: fotovoltaico de 150 kW en (a); turbina eólica de 2000 kW en (b).	11
2.3. Ejemplo de alimentador exigido.	11
2.4. Ejemplo de un alimentador con compensación.	12
2.5. Ejemplo de red de distribución con posibilidad de reconfiguración.	13
2.6. Topología de un convertidor B2B.	14
2.7. Ejemplo de red de distribución con implementación de SOP.	16
3.1. Circuito π de una línea de distribución.	19
3.2. Balance de flujos para las subestaciones de interconexión con el sistema de transmisión.	22
3.3. Ejemplo para el uso de SOP entre dos barras de distintos alimentadores.	24
3.4. Interpretación para la corriente en el SOP k	27
3.5. Costos o ingresos por transacciones de energía en la subestación principal.	31
3.6. Costos de inversión para las capacidades de la opción λ	33
4.1. Topología caso de 4 barras.	54
4.2. Topología caso de 34 barras.	55
4.3. Topología caso de 125 barras.	55
4.4. Topología caso de 33 barras.	56
4.5. Perfil de irradiación solar en los alrededores de La Serena y Coquimbo.	57
4.6. Perfil para la velocidad del viento en los alrededores de La Serena y Coquimbo.	58
4.7. Pérdidas VSC en función de la corriente.	60
4.8. Pérdidas VSC en función del cuadrado de la corriente.	60

ÍNDICE DE FIGURAS

4.9. Costos de inversión por fase.	61
4.10. Configuración previa del sistema de 33 barras.	63
4.11. Comportamiento de la tensión en la barra 18, demanda en la barra 18 y generación del PMGD conectado en la barra 17.	64
4.12. Comparación PMGD barra 17 y barra 33.	65
4.13. Solución para la implementación de SOP.	66
4.14. Sistema de 34 y 4 barras.	67
4.15. Niveles de tensión críticos del sistema.	68
4.16. Esquema para la búsqueda de solución.	70
4.17. Sistema de 34 y 33 barras con configuración de SOP óptima.	72
4.18. Sistema de 125 barras y ubicación de los PMGD.	73
4.19. Comportamiento de la tensión en algunas barras del sistema.	74
4.20. Esquema para la búsqueda de solución.	76
4.21. Sistema de 125 barras con SOP implementados.	77
5.1. Esquema para la validación de resultados.	80
5.2. Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).	82
5.3. Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).	84
5.4. Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).	85
5.5. Perfiles de tensión con y sin SOP para la barra 18.	86
5.6. Interacción y comportamiento de un SOP con el sistema.	87
5.7. Niveles de tensión con la incorporación de SOP.	88
5.8. Comportamiento del SOP conectado entre las barras 22 y 33.	89
5.9. Comportamiento del SOP conectado entre las barras 18 y 38.	89
5.10. Comportamiento de la tensión para algunas barras del sistema.	90
5.11. Comportamiento del SOP conectado en las barras 56 y 61.	91
5.12. Reactivos inyectados por los SOP.	91

A.1. [QR]. <i>Drive</i> con Información y códigos utilizados.	101
---	-----

Índice de Tablas

4.1. Capacidad instalada de los distintos PMGD fotovoltaicos.	58
4.2. Capacidad Instalada de los distintos PMGD eólico.	59
4.3. Factores de pérdida típicos para una línea de HVDC.	59
4.4. Costo para un SOP de 1 MVA (en USD).	61
4.5. Información de conexión para los generadores.	62
4.6. Características de localización y costo de los posibles SOP.	65
4.7. Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.	66
4.8. Características de capacidad monofásica de los posibles SOP.	66
4.9. Asignación de los generadores para el sistema de 34+33 barras.	67
4.10. Características de demanda y penetración ERNC del sistema.	68
4.11. Características de localización y costo de los posibles SOP.	69
4.12. Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.	69
4.13. Capacidades de los posibles SOP.	69
4.14. SOP considerados para el caso de estudio.	72
4.15. Resultados para la localización y dimensionamiento óptimo de SOP.	72
4.16. Generadores fotovoltaicos asignados al sistema de 125 barras.	73
4.17. Características de localización y costo de los posibles SOP.	75
4.18. Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.	75
4.19. Capacidades de los posibles SOP.	75
4.20. Resultados para la localización y dimensionamiento óptimo de SOP.	77
5.1. Equipo utilizado para la simulación.	78
5.2. Configuración AMPL.	79
5.3. Tiempo de simulación para los casos estudiados.	79

ÍNDICE DE TABLAS

5.4. Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entre las variables de ambos modelos.	81
5.5. Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entre las variables de ambos modelos.	83
5.6. Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entra las variables de ambos modelos.	84
5.7. Funcionamiento del sistema “con y sin SOP” al 100 % de carga.	85
5.8. Funcionamiento del sistema con y sin SOP al 130 % de carga.	86

Nomenclatura

AC / DC	<i>Altern Current / Direct Current</i>
APC	<i>Active Power Control</i>
B2B	<i>Back-to-Back</i>
ERNC	Energías Renovables No Convencionales
HVDC	<i>High Voltage Direct Current</i>
IEEE	<i>Institute of Electrical and Electronics Engineers</i>
IGBT	<i>Insulated gate bipolar transistor</i>
LVK	Leyes de Voltaje de Kirchhoff
LYDCC	Localización y dimensionamiento continuo de la capacidad de un SOP
LYDDC	Localización y dimensionamiento discreto de la capacidad de un SOP
MERRA-2	<i>Modern-Era Retrospective analysis for Research and Applications</i> –Versión 2
MISOCP	<i>Mixed-Integer Second-Order Cone Programming</i>
MPP	<i>Max Power Point</i>
NCP	<i>Normal Close Point</i>
NOP	<i>Normal Open Point</i>
OPF-MP	<i>Optimal Power Flow Multi-Period</i>
PMGD	Pequeño Medio de Generación Distribuida
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SOCP	<i>Second-Order Cone Programming</i>
SOP	<i>Soft-Open-Points</i>
VSC	<i>Voltage Source Converter</i>

Resumen

En este trabajo se presentan modelos de optimización para sistemas de distribución radiales que utilizan convertidores VSC como SOP en su operación. Para esto se han creado tres modelos, el primero modelo tipo SOCP, es un OPF-MP que determina la operación del sistema considerando convertidores existentes y optimizando factores como pérdidas, venta de energía, despacho de la generación distribuida, etc. El segundo modelo tipo MISOCP, busca optimizar la inversión en SOP, considerando escenario de incertidumbre, operación de la red, costos de implementación, etc. Entrega como resultado la operación, localización y dimensionamiento de los posibles SOP, este último queda definido sobre un as discreto de alternativas. El tercer modelo tipo MISOCP, corresponde a una simplificación del método anterior, por lo cual, presenta un menor consumo de recursos y una menor precisión, entregando como resultado la localización de los SOP, mientras que el dimensionamiento queda definido a un valor entre la capacidad mínima y máxima de las alternativas.

Se plantean tres casos de estudio, donde en cada caso la operación del sistema se ve afectada por la alta demanda y la variabilidad de las energías renovables no convencionales (ERNC). En cada uno se realiza una simulación previa con el modelo OPF-MP, desde el cual se analizan las variables de interés y se exponen las falencias operacionales del sistema, luego se muestra como la correcta aplicación de los modelos para la localización y dimensionamiento óptimo de los SOP logra que el sistema opere de manera eficiente y respetando márgenes de seguridad y calidad.

En el primer caso se estudia la topología de 33 barras de la IEEE, resolviendo la ubicación y capacidad de los SOP necesarios para que el sistema funcione adecuadamente, en dicho problema se considera una gran cantidad de información, por lo que esta metodología asegura una solución de buena calidad, sin embargo, el tiempo de simulación es considerablemente alto y los recursos de *hardware* necesarios en el equipo de simulación también lo son.

En el segundo caso de estudio se utilizan las topologías de 4 y 34 barras de la IEEE, planteando la posibilidad de interconectar los sistemas por medio de SOP, esto es posible debido a que la modulación de onda en los convertidores posibilita la transferencia de potencia activa sin considerar el desfase angular entre las barras de conexión. Además, se presenta una metodología para reducir el tamaño del problema, intentando considerar los eventos desfavorables del sistema.

En el tercer caso de estudio se evalúa la topología de 125 barras, que es una variante de la topología de 123 barras de la IEEE. En este caso de estudio se destaca un SOP existente y la metodología utilizada considera una reducción de las curvas de generación distribuida, con lo cual se logra una disminución importante en el tiempo de simulación, a la vez que se intenta mantener la variabilidad de las ERNC.

Todos los casos de estudio son comparados con simulaciones en MATPOWER. Para ello se presenta una metodología que no optimiza la operación de los SOP, ya que para estos efectos se consideran como cargas o fuentes tipo {P,Q} que son definidas por el modelo de localización y dimensionamiento. En términos generales las diferencias entre MATPOWER y el modelo de localización son mínimas, salvo por algunas variables donde se observan leves desviaciones. Sin embargo, estas no afectan la calidad de la solución.

Abstract

This work presents optimization models for radial distribution systems that use VSC converters as SOP in their operation. For this, three models have been created. The first SOCP-type model is an OPF–MP that determines the operation of the system considering existing converters and optimizing factors such as losses, energy sales, dispatch of distributed generation, etc. The second model, MISOCP type, seeks to optimize investment in SOPs, considering uncertainty scenarios, network operation, implementation costs, etc. As a result, it delivers the operation points, location, and size of the possible SOPs, the latter being selected from a discrete list of alternatives. The third model, MISOCP type, corresponds to a simplification of the previous method; therefore, it presents a lower consumption of resources and a lower precision, resulting in the location and the size of the SOPs, where the latter is defined as a value between the minimum and maximum capacity of the alternatives.

Three case studies are proposed, where in each case, the system’s operation is affected by the high demand and the variability of non-conventional renewable energies (NCRE). In each one, a previous simulation is carried out with the OPF-MP model, from which the variables of interest are analyzed, and the operational shortcomings of the system are exposed. Then it is shown how the correct application of the models for the optimal allocation of the SOPs makes the system operate efficiently, ensuring safety and quality margins.

In the first case, the IEEE 33-bus topology is studied, solving the location and size of the SOPs necessary for the system to work correctly. In this problem, a large amount of information is considered, and the methodology ensures a good solution; however, the simulation time is considerably high, and the hardware resources required on the equipment are also high.

In the second case study, the IEEE 4-bus and 34-bus topologies are utilized, raising the possibility of interconnecting the systems through SOPs. This is possible because the modulation in the converters allows active power transfer without considering the angular offset between the connecting buses. In addition, a methodology is presented to reduce the size of the problem, trying to include unfavorable events of the system.

In the third case study, a 125-bus topology, a variant of the IEEE 123-bus case, is evaluated. In this study, an existing SOP is highlighted and the proposed methodology considers a reduction of the distributed generation curves, which achieves a significant reduction in simulation time while trying to maintain the variability of NCREs.

All case studies are compared to simulations in MATPOWER. To this end, a methodology is presented that does not optimize the operation of the SOPs, since, for these purposes, they are considered as

loads or sources of the $\{P,Q\}$ type that the location and sizing model defines. The differences between MATPOWER and the location model are minimal, except for some variables where slight deviations are observed. However, these do not affect the quality of the solution.

Capítulo 1

Introducción

El crecimiento de los sectores urbanos e industriales, junto a la alta penetración de energías renovables imponen nuevos desafíos al diseño de las redes eléctricas de distribución, particularmente, a temas relacionados con el sub-aprovechamiento o sobrecarga de líneas.

En general, la topología de los sistemas de distribución eléctrica es de tipo radial y el grado de carga no es equitativo entre los alimentadores. Esta diferencia de flujos por las líneas se ha visto acentuada debido al aumento de generación distribuida, siendo posible que ocurran violaciones en los límites de tensión y con ello un aumento de las pérdidas eléctricas del sistema [1]. Por las razones anteriores, se requieren soluciones que permitan mejorar la calidad del servicio eléctrico.

En este sentido, la implementación de nuevos circuitos, la compensación de reactivos, la reconfiguración de la red y la electrónica de potencia son algunas de las alternativas disponibles para el mejoramiento de los sistemas de distribución. Como la implementación de nuevos circuitos y la compensación de reactivos no aprovechan el potencial de los alimentadores cercanos, la reconfiguración de la red y la electrónica de potencia podrían entregar soluciones a las necesidades futuras del sistema, distribuyendo la sobrecarga de flujo a líneas menos utilizadas [2].

Los convertidores B2B, son equipos de electrónica de potencia compuestos por dos convertidores AC/DC, con un condensador (*buffer*) conectado en su enlace DC para estabilizar la tensión. Éstos se pueden implementar en la red de distribución como SOP y su principal ventaja frente a la reconfiguración de red, es que la transferencia de potencia entre los puntos de conexión es de manera controlada. Su operación puede mejorar los niveles de tensión y reducir las pérdidas, permitiendo, entre otras cosas, aumentar la generación distribuida [4].

La factibilidad de implementar un SOP está sujeta a ciertas limitantes. En primer lugar, cada convertidor AC/DC tiene restricciones respecto a su capacidad de trabajo (S_{SOP}^{max}). En segundo lugar, los puntos de conexión de los SOP deben estar relativamente cerca, no siendo posible conectarlos en cualquier lugar de la red. El presente trabajo se centra en la incorporación de convertidores B2B (SOP) en los modelos de redes de distribución eléctrica, formulando un problema de variable entera-mixta, que busca resolver la localización y dimensionamiento óptimo de los SOP, contemplando una alta penetración de energías renovables.

Objetivos

Objetivo principal

Formular y resolver eficientemente el problema de localización y dimensionamiento óptimo de convertidores B2B en redes de distribución activas, para su uso como SOP considerando una alta penetración de energías renovables.

Objetivos específicos

- Realizar una revisión bibliográfica del problema de flujo óptimo de potencia para redes activas y radiales, que incorpore electrónica de potencia, incertidumbre y alta penetración de energías renovables.
- Proponer un modelo de operación para el SOP que se incorpore en el problema de flujo óptimo de potencia.
- Formular y resolver un problema de flujo óptimo de potencia que considere la operación centralizada de los SOP, evaluando el impacto que se obtiene al incorporar estos equipos a la red de distribución.
- Implementar un modelo basado en optimización para la localización y dimensionamiento de SOP en redes de distribución, con alta penetración de energías renovables y considerando como recurso la operación óptima descrita en el punto anterior.
- Aplicar el modelo propuesto a redes de distribución activas disponibles en la literatura, comparando su eficiencia computacional y calidad de sus resultados con otros métodos documentados y considerando la evaluación de indicadores de desempeño pertinentes.

Estructura del documento

Este trabajo consiste en seis capítulos en los cuales se plantean, resuelven, validan y comentan los distintos aspectos del problema de localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

A continuación, se presenta la discusión de cada capítulo:

- En el capítulo 2 se introducen los problemas de la generación activa y su impacto en las redes de distribución. También se discuten los elementos de control utilizados y se presentan alternativas basadas en electrónica de potencia.

- En el capítulo 3 se abordan las consideraciones tomadas para modelar matemáticamente el funcionamiento de los distintos elementos del sistema, a fin de formular problemas de optimización convexos.
- En el capítulo 4 se explica la procedencia de las curvas de generación, los factores de pérdidas en los SOP, el costo de los componentes pertinentes y se presentan las topologías de red. También se analizan los casos de estudio y se resuelven por medio de los modelos presentados en el capítulo 3.
- En el capítulo 5 se exhiben resultados de desempeño como indicadores de calidad, tiempos de simulación y análisis *out-of-sample*. Además, para corroborar la validez del modelo, se comparan los resultados con los obtenidos con otra herramienta.
- En el capítulo 6 se sintetizan los resultados obtenidos en los casos de estudio y en la evaluación del modelo matemático. Además, se presentan algunas ideas relevantes para los trabajos futuros.

Capítulo 2

Fundamentos teóricos

2.1. Descripción del problema

El crecimiento de los sectores urbanos e industriales ha generado un aumento en las demandas energéticas, especialmente en el sector eléctrico, por ejemplo, en Chile los hogares han visto un aumento del 22.6 %, pasando de 1692 kWh/vivienda/año a 2074 kWh/vivienda/año entre los años 2009 y 2018 [6]. En este contexto, distintos gobiernos han planteado un desarrollo energético sustentable y amigable con el medio ambiente, buscando disminuir la dependencia de centrales tipo carbón y diversificar la matriz energética. Es así como en los últimos años se ha avanzado en generación distribuida, especialmente por la incorporación de PMGD que comúnmente son de tipo fotovoltaico y eólico.

Los costos de generación de las centrales fotovoltaicas y eólicas son bastante reducidos, esencialmente porque el costo marginal del recurso utilizado es cero, por lo tanto, el costo de generación está asociado al pago de la inversión y al mantenimiento de la central [7], volviéndolas atractivas desde un punto de vista económico y ecológico. Sin embargo, su alta variabilidad trae desafíos en torno a la calidad y confiabilidad del suministro energético, debido en parte a la naturaleza del recurso y a que las redes de distribución no fueron diseñadas para operar con generación distribuida.

En este sentido, la operación eficiente de los sistemas y su capacidad de respuesta ante las variaciones en la generación es una de las grandes tareas del área, que demanda la adopción de una estrategia que permita definir las inversiones necesarias para su correcto funcionamiento y que logre superar los efectos adversos de las energías renovables. Por ello es necesario estudiar la topología de los sistemas de distribución, el comportamiento de las energías renovables y los equipos disponibles para mejorar el desempeño del sistema.

2.1.1. Topología típica de los sistemas de distribución

En los sistemas de distribución la barra principal se presenta como el secundario de un transformador que interconecta con el sistema de transmisión. Desde esta barra la red se propaga espacialmente por medio de alimentadores, de manera que cualquier par de puntos se encuentra unido por un solo trayecto en el circuito, dando una forma “ramificada”. Los alimentadores de la red están encargados

de abastecer a los distintos consumos de media tensión y subsistemas de baja tensión. Esto se muestra en la Fig. 2.1.

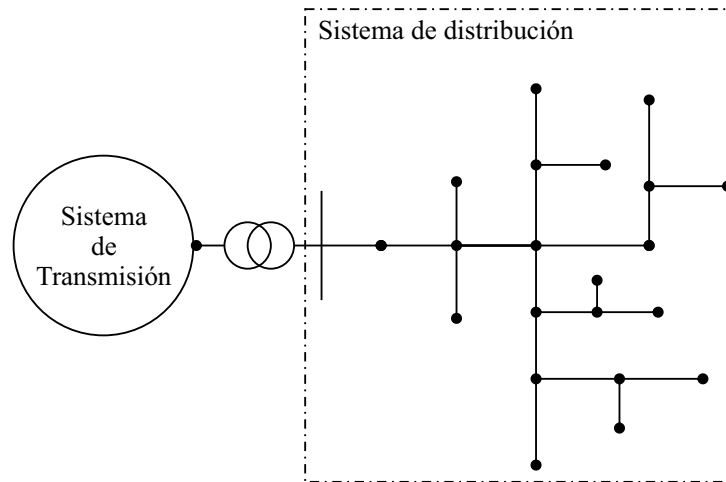


Figura 2.1: Esquema típico de una red de distribución.

A medida que las ciudades o sectores industriales crecen se van incorporando nuevos alimentadores y cargas al sistema. Dado que en muchas ocasiones los proyectos que involucran demanda energética no son considerados en el diseño inicial del sistema, es de esperarse que algunos alimentadores queden más exigidos que otros, empobreciendo los niveles de tensión, aumentando las pérdidas y con ello disminuyendo la calidad del suministro energético.

2.1.2. Efectos de las energías renovables y su penetración en redes de distribución

La penetración de energías renovables a nivel de distribución se ha visto incentivada durante los últimos años. En Chile, por ejemplo, la ley 20.571 (“*NetBilling*”) permite a los consumidores residenciales generar y vender excedentes al sistema. Por otro lado, se han realizado cambios en la “norma técnica de conexión y operación de PMGD en instalaciones de media tensión” y en el Decreto N°88 que establece una serie de disposiciones en torno a la reglamentación y valorización de las inyecciones realizadas por los PMGD. Este interés del Estado en incentivar esta materia muestra que es posible plantear que las inyecciones de energías renovables seguirán aumentando en el corto y mediano plazo. Sin embargo, es importante precisar que las ERNC presentan una alta variabilidad y bajo factor de planta (del orden del 20 % y 25 % en generación fotovoltaica y eólica respectivamente [8]), provocando zonas horarias con bajos niveles de tensión, saturación de alimentadores, aumento de pérdidas y otros efectos desfavorables.

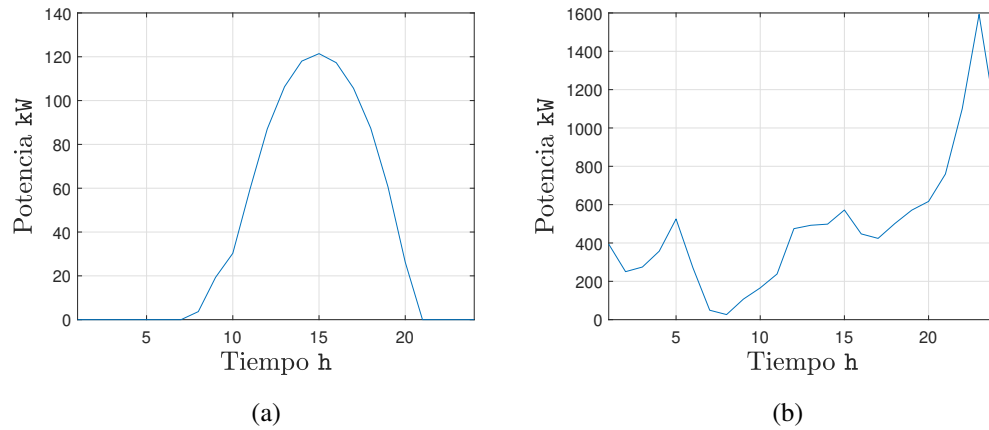


Figura 2.2: Comportamiento de PMGD: fotovoltaico de 150 kW en (a); turbina eólica de 2000 kW en (b).

En la Fig. 2.2 se presentan las mediciones horarias de la potencia generada, dando factores de planta de 0.26 para un PMGD fotovoltaico y 0.25 para una turbina eólica. La ubicación de la generación distribuida está sujeta en gran medida a la factibilidad y fallas geográficas de la zona, por ello es natural que existan áreas con alta capacidad de generación y otras que pueden llegar a tener un consumo energético considerable.

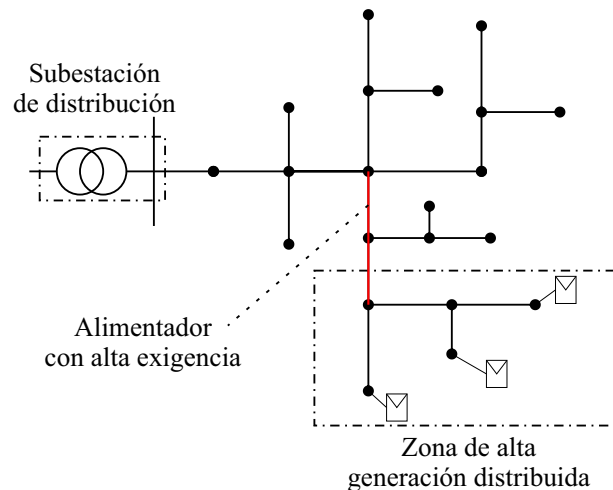


Figura 2.3: Ejemplo de alimentador exigido.

Ante la alta variabilidad de las energías renovables es necesario un sistema robusto, que pueda operar de manera eficiente con y sin la disponibilidad de recursos propios, dando un servicio confiable, seguro y de calidad.

2.2. Alternativas para mejorar el desempeño de una red de distribución

A medida que una red de distribución va creciendo, es imprescindible incorporar mejoras en comunicación, operación e infraestructura, de manera que la operación de la red sea confiable, segura y eficiente. Dentro de las mejoras en infraestructura se puede destacar la implementación de bancos de condensadores, reconfiguración de red y el uso de equipos basados en electrónica de potencia

2.2.1. Banco de condensadores

Los bancos de condensadores son equipos pasivos que inyectan potencia reactiva al sistema, se suelen utilizar en conexión *shunt*, cerca de cargas con un factor de potencia inductivo. Entre sus beneficios podemos destacar [11]:

- Capacidad liberada: Permiten reducir las exigencias de potencia aparente en alimentadores y transformadores.
- Perfil de tensión: Al inyectar potencia reactiva al sistema se logran reducir los flujos de potencia aparente por los alimentadores, implicando una disminución en las corrientes de línea y con esto una menor caída de tensión entre nodos del sistema.
- Reducción de pérdidas: Al lograr reducir las corrientes de línea que circulan por los alimentadores se logra una disminución en las pérdidas.

Estos equipos al ser de impedancia constante no ofrecen un control sobre los reactivos que inyectan, por lo que suelen implementarse una compensación por etapas Fig. 2.4, donde el control va conectando o sacando equipos a fin de mantener la calidad del suministro energético.

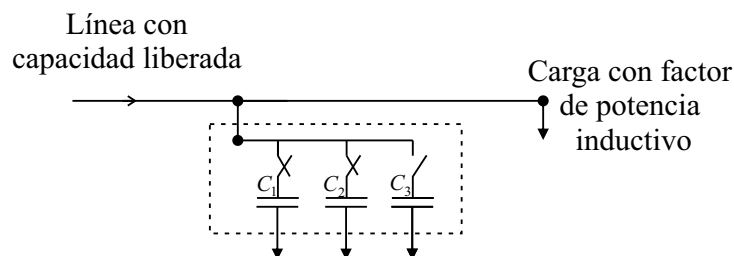


Figura 2.4: Ejemplo de un alimentador con compensación.

El uso de condensadores no subsana completamente los problemas planteados, ya que ofrecen un control discreto y en un solo cuadrante. La evolución de los sistemas de distribución demandará de una actuación más compleja, que permita contrarrestar la alta variabilidad de la generación.

2.2.2. Reconfiguración de red

La reconfiguración de red consiste en utilizar desconectadores bajo carga que cambian la topología del sistema. Se instalan entre alimentadores cercanos, con la finalidad de distribuir de mejor manera los flujos en la red, permitiendo entre otras cosas traspasar carga entre alimentadores o sistemas de distribución cercanos Fig. 2.5.

Una buena operación sobre los desconectadores de la red puede ofrecer los siguientes beneficios:

- Balance en alimentadores: Al tener la posibilidad de cambiar la dirección de los flujos hacia alimentadores menos ocupados se logra reducir las exigencias térmicas de los conductores.
- Mejoras en perfiles de tensión: Si se reducen las corrientes en los conductores también se reducirán las caídas de tensión en las barras.
- Aumento de la generación distribuida: Al tener alimentadores menos ocupados se puede aumentar la generación distribuida, incluso exportar energía a un sistema de distribución aledaño.
- Reducción de pérdidas: Al tener un mejor perfil de tensión se tiene una menor corriente en los alimentadores, lo cual se traduce en menos pérdidas.

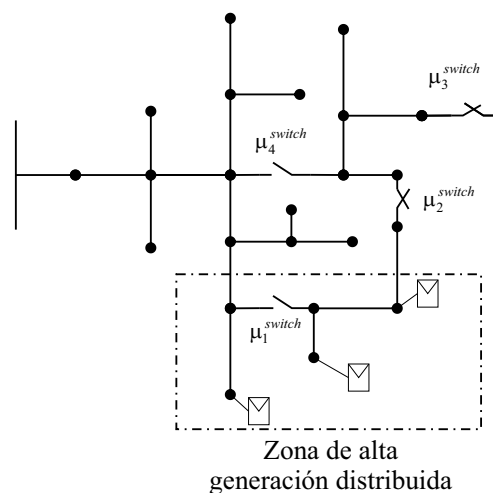


Figura 2.5: Ejemplo de red de distribución con posibilidad de reconfiguración.

Como se señaló anteriormente, la reconfiguración de red se realiza bajo carga, salvo que sea en casos de falla, donde el objetivo es aislar el evento y restablecer el suministro. Una desventaja de esto se encuentra en los equipos de maniobra, que se ven sometidos al esfuerzo de abrir y cerrar circuitos. En este contexto la generación distribuida presenta una alta variabilidad, necesitando de varias actuaciones en los desconectadores, para funcionar con eficiencia, lo cual puede inducir mayores costos de mantención en los equipos de maniobra.

2.2.3. Equipos basados en electrónica de potencia

El avance en la electrónica de potencia ha generado una serie de aplicaciones para los semiconductores, como es el caso de compensadores estáticos (serie y *shunt*), convertidores de tensión, líneas de corriente continua, entre otros.

Los equipos B2B están compuestos por dos convertidores de tensión AC/DC (VSC), los cuales están contruidos en base a IGBTs, los que se encargan de rectificar y generar las formas de onda correspondientes en los puntos de conexión. Los VSC se encuentran unidos por medio de un enlace DC, donde se conecta un condensador a fin de disminuir el *ripple* de tensión. También se suelen instalar inductores (o transformadores) en las entradas AC, que disminuyen el contenido armónico de alta frecuencia Fig. 2.6.

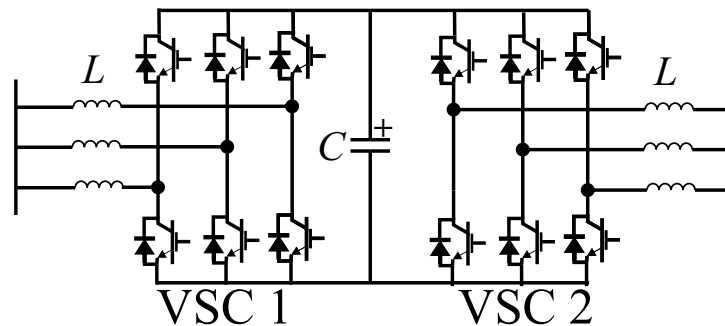


Figura 2.6: Topología de un convertidor B2B.

Los convertidores B2B se emplean como SOP entre dos puntos cercanos de la red; por ejemplo, se pueden instalar en lugares donde normalmente estaría un desconectador e incluso entre alimentadores cercanos, generando una topología cerrada o mallada que puede traer los siguientes beneficios [10]:

- Control flexible de potencia activa y reactiva: Cada VSC genera sus propias formas de onda en magnitud y ángulo, permitiendo un control independiente sobre los flujos de potencia.

- Mejoras en el perfil de tensión y reducción de pérdidas: La configuración en bucle y la inyección de reactivos al sistema permite que se reduzcan las corrientes, lo cual se traduce en menores caídas de tensión y una disminución de las pérdidas.
- Aislación de fallas: Los sistemas de control permiten una operación independiente en cada VSC. De esta manera, se logran limitar las corrientes que se inyecta durante la falla.

Una desventaja es que estos equipos necesitan esquemas de control más avanzados y eventualmente una central que defina su operación, de modo que los beneficios nombrados puedan ser utilizados en la red.

en torno a las variables del sistema, porque de otra manera no se pueden aprovechando los beneficios nombrados.

2.3. Uso de SOP en redes de distribución

La implementación de SOP en redes de distribución se presenta como un problema de optimización que busca minimizar los costos de operación y/o maximizar los ingresos por venta de potencia. Por ello es de vital importancia entender el funcionamiento de estos equipos, sus limitantes y los costos directos e indirectos asociados a su operación o implementación en la red.

Un SOP es un equipo que permite la transmisión de potencia activa (P) y la inyección o absorción de potencia reactiva (Q), es decir, su operación se presenta en los cuatro cuadrantes de potencia (P, Q), permitiendo al operador tener un control continuo sobre el sistema de distribución, a diferencia de los bancos de condensadores, taps de autotransformadores o la reconfiguración de la red. Estas últimas entregan un control discreto sobre el sistema, lo cual, generalmente limita su operación a casos excepcionales, como violaciones en los niveles de tensión, fallas, recuperación del servicio, etc. En cambio, un SOP puede contribuir de manera continua en la operación del sistema, actualizando sus referencias de control relativamente rápido, en el orden de minutos en operación normal o en milésimas de segundos ante fallas por la saturación en los lazos de control [10].

En la Fig. 2.7 se muestra el uso de SOP en una red radial, en este caso el SOP A se presenta como un equipo que facilita la transmisión de potencia hacia otro alimentador, y el SOP B contribuye entregando o recibiendo energía desde otra red, además cada uno de los SOP puede contribuir con inyección de reactivos en sus puntos de conexión.

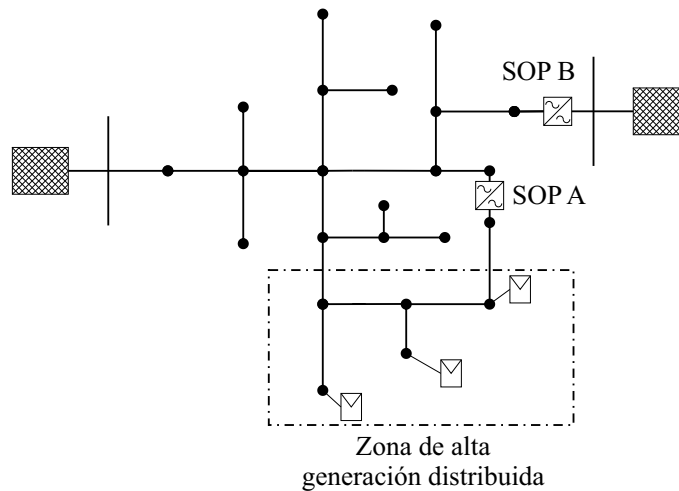


Figura 2.7: Ejemplo de red de distribución con implementación de SOP.

2.4. Operación de un sistema de distribución

En la operación de un sistema de distribución se busca entregar energía a los distintos consumidores. Para ello, las compañías buscan mantener estándares de calidad en los niveles de tensión, un suministro continuo sin interrupciones, seguro y que dé respuesta oportuna ante fallas en el sistema.

El crecimiento del sistema eléctrico se debe proyectar considerando la variabilidad de las ERNC, optimizando los recursos disponibles y respetando estándares de seguridad y calidad. En este contexto, el cálculo de los flujos de potencia nos permite encontrar falencias en la operación proyectada, medir el impacto de las inversiones y definir un camino de expansión óptimo. El método para calcular los flujos de potencia consiste en crear un modelo que recoja las características de la infraestructura del sistema. De esta forma el modelo debe de ser capaz de definir el comportamiento de las variables pertinentes ante características de entrada como la generación y la demanda. Si se desea tener un control óptimo de las variables del sistema, es necesario incorporar los métodos de control, tanto de la infraestructura como en la generación, además de definir un objetivo que represente las necesidades de la compañía y usuarios del sistema. En general, este objetivo es satisfacer las necesidades de los consumidores a un costo mínimo, manteniendo exigencias de seguridad y calidad en el servicio.

2.4.1. Problema de optimización en sistemas de distribución

En un sistema de distribución “pequeño” no existe un gran margen de optimización, debido a que las posibilidades de actuación son mínimas; en cambio, a medida que el sistema crece se van incorporando condensadores, seccionadores, transformadores y PMGD, entre otros. Estos equipos

necesitan ser operados con el objetivo de mejorar el desempeño de la red, volviéndose relevante el tener un control eficiente que permita responder a las necesidades de los usuarios y objetivos del operador de la red.

Un problema de optimización básico consiste en una función objetivo que se encuentra sujeta a un espacio de factibilidad, delimitado por las restricciones y relaciones que existen entre las variables del sistema. Una estructura básica por plantear sería:

$$\min_{\vec{X}} f(\vec{X}) \quad (2.1)$$

s.t.

$$\sum_{j \in \mathcal{J}} P_f(\vec{X}) \leq 0, \quad \forall f \in \mathcal{F} \quad (2.2)$$

donde (2.1) es la función objetivo que se desea minimizar (o maximizar) y las desigualdades (2.2) representan las restricciones que definen el espacio de solución factible.

Capítulo 3

Modelado del problema

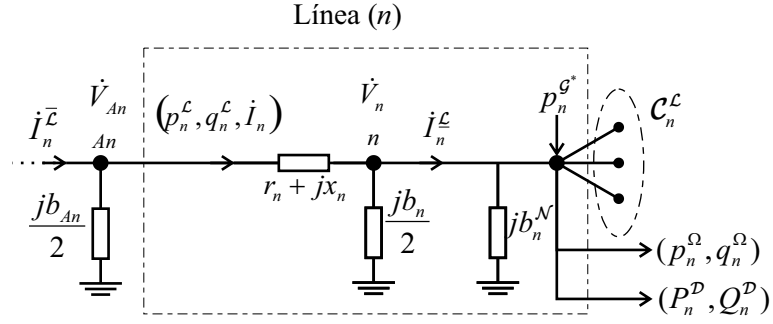
Para tomar una decisión en favor de un objetivo, es importante considerar el funcionamiento y comportamiento de los distintos elementos del sistema; por lo que resulta fundamental contar con una descripción lo más realista posible del sistema, de manera que se pueda predecir su comportamiento y se posibilite medir el impacto de la decisión.

Para generar los modelos matemáticos que representen y optimicen el funcionamiento eléctrico de un sistema de distribución, será clave entender los flujos de potencia, la interacción de la red con los PMGD y el sistema de transmisión, los modelos operacionales de un SOP y cómo se representa la localización y dimensionamiento de un SOP. Para ello se explican tres funciones de objetivo que derivan en tres modelos. El primero busca optimizar la operación de la red y los otros dos buscan optimizar costos de inversión en SOP. Para los modelos de inversión se ocupan variables de decisión binarias, las que aumentan en gran medida la complejidad del problema, lo que implica que uno de los modelos es más preciso, pero demanda una gran cantidad de recursos computacionales.

3.1. Red de distribución

3.1.1. Flujos de potencia

En la Fig. 3.1 se presenta un modelo de línea tipo π , con los parámetros concentrados de resistencia, impedancia y susceptancia de una línea l . Este último término es considerado ya que los cables subterráneos tienen una capacitancia no despreciable.


 Figura 3.1: Circuito π de una línea de distribución.

En una red radial se cumple que el número de líneas es igual al número de nodos que no poseen una subestación, por lo cual es posible enumerarlas en función del nodo n . En la Fig. 3.1 se tiene que los parámetros concentrados r_n , x_n y b_n representan la resistencia, impedancia serie y susceptancia *shunt* de la línea n ; P_n^D y Q_n^D son los parámetros de demanda concentrada en la barra; b_n^N es el parámetro de compensación *shunt* instalada en la barra n ; V_{An} y V_n son variables para el fasor de tensión en la barra An/n ; I_n es la variable para el fasor de corriente en la rama serie del circuito π de la línea n ; p_n^{G*} es la variable para la concentración de la generación inyectada en la barra n ; p_n^Ω y q_n^Ω son variables para otros activos y reactivos inyectados en la barra n . Realizando un LVK entre las barras An y n (barras *from* y *to*) podemos establecer:

$$V_{An} = V_n - I_n(r_n + jx_n) \quad (3.1)$$

además, las expresiones para el flujo de potencia en la rama serie se pueden expresar como:

$$\begin{aligned} p_n^L + j \cdot q_n^L &= (V_{An} \angle \theta) \cdot (I_n \angle \phi)^* \\ p_n^L + j \cdot q_n^L &= V_{An} \cdot I_n (\cos(\theta - \phi) + j \cdot \sin(\theta - \phi)). \end{aligned} \quad (3.2)$$

Al multiplicar (3.1) por su conjugado, considerando (3.2) y agrupando de manera conveniente se obtiene:

$$V_n^2 - V_{An}^2 = I_n^2 \cdot (r_n^2 + x_n^2) - 2p_n^L \cdot r_n - 2q_n^L \cdot x_n. \quad (3.3)$$

La ecuación (3.3) es una ecuación cuadrática no convexa, que se puede linealizar con el siguiente cambio de variable:

$$\begin{aligned} V_{An}^2 &= v_{An} \\ V_n^2 &= v_n \\ I_n^2 &= \ell_n \end{aligned}$$

de este modo se obtiene:

$$v_n - v_{An} = \ell_n \cdot (r_n^2 + x_n^2) - 2p_n^{\mathcal{L}} \cdot r_n - 2q_n^{\mathcal{L}} \cdot x_n, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.4)$$

donde $\mathcal{N}$ representa el conjunto de barras de un sistema salvo la subestación principal.

La ecuación (3.4) es el resultado de la manipulación conveniente del LVK; sin embargo, se ha utilizado (3.2), la cual no está en términos de las variables cuadráticas (ℓ_n , v_{An} o v_n), para ello se multiplica dicha ecuación por su conjugado y se realiza el cambio de variable, obteniéndose:

$$(p_n^{\mathcal{L}})^2 + (q_n^{\mathcal{L}})^2 = v_{An} \cdot \ell_n, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.5)$$

La ecuación (3.5) es no lineal y no convexa; sin embargo, se suele utilizar (3.6), que es una relajación del problema inicial.

$$(p_n^{\mathcal{L}})^2 + (q_n^{\mathcal{L}})^2 \leq v_{An} \cdot \ell_n, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.6)$$

De esta manera se plantea un cono de segundo orden (SOCP), que puede ser implementado de manera eficiente en *solvers* como GUROBI o CPLEX.

Estas relaciones están basadas en modelo *Disflow Ecuation*, propuesto por M. Baran [9].

Los términos p_n^{Ω} , q_n^{Ω} , están relacionados al uso de SOP y su naturaleza es detallada en la Sección 3.2 y 3.2.2. Dicho esto, a continuación, se presentan las ecuaciones según el problema a plantear (operación y/o localización y dimensionamiento de SOP):

$$p_n^{\Omega} = \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{S}}} p_s^{\bar{S}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} p_s^{\mathcal{S}}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.7)$$

$$q_n^{\Omega} = \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{S}}} q_s^{\bar{S}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} q_s^{\mathcal{S}}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.8)$$

$$p_n^{\Omega} = \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{S}}} p_s^{\bar{S}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} p_s^{\mathcal{S}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\bar{\Lambda}}} p_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\Lambda}} p_{\lambda}^{\Lambda}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.9)$$

$$q_n^{\Omega} = \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{S}}} q_s^{\bar{S}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} q_s^{\mathcal{S}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\bar{\Lambda}}} q_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\Lambda}} q_{\lambda}^{\Lambda}, \quad \forall n \in \mathcal{N}. \quad (3.10)$$

Las ecuaciones (3.7) y (3.8) se utilizan para la formulación del OPF-MP, mientras que (3.9) y (3.10) agregan los flujos de los posibles VSC, por lo que se ocupan para el modelo de localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

Los conjuntos $\mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}$ y $\mathcal{C}_n^{\bar{S}}$ representan los flujos de SOP conectados a la barra n .

Los conjuntos $\mathcal{C}_n^{\Lambda}$ y $\mathcal{C}_n^{\bar{\Lambda}}$ representan los flujos de los posibles SOP que están conectados a la barra n .

3.1.2. Generación distribuida

La generación distribuida $p_n^{\mathcal{G}^*}$ es la suma de las potencias entregadas por los PMGD conectados a la barra n y puede ser definida como:

$$p_n^{\mathcal{G}^*} = \sum_{g \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}} p_g^{\mathcal{G}}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.11)$$

donde $\mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}$ es el conjunto de PMGD conectados a la barra n .

Se asumirá que los PMGD tiene un control de potencia activa (APC), que puede limitar la inyección de flujo. Por otro lado, la potencia máxima disponible está definida por el máximo punto de potencia (MPP= $\hat{P}_g^G$) y los límites de funcionamiento de un PMGD g queden definidos como:

$$p_g^{\mathcal{G}} \leq \hat{P}_g^G, \quad \forall g \in \mathcal{G} \quad (3.12)$$

Al realizar un balance de flujos sobre el rectángulo segmentado de la Fig. 3.1, y considerando (3.11), podemos plantear:

$$p_n^{\mathcal{L}} + \sum_{g \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}} p_g^{\mathcal{G}} = \ell_n \cdot r_n + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} p_{\alpha}^{\mathcal{L}} + P_n^{\mathcal{D}} + p_n^{\Omega}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.13)$$

$$q_n^{\mathcal{L}} = \ell_n \cdot x_n - v_n \cdot \left(\frac{b_n}{2} + b_n^{\mathcal{N}} \right) + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} \left(q_{\alpha}^{\mathcal{L}} - v_n \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) + Q_n^{\mathcal{D}} + q_n^{\Omega}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.14)$$

3.1.3. Subestación principal o *utility*

La subestación principal es la que generalmente interconecta el sistema de distribución y transmisión, su aporte energético es fundamental en la regulación de las variables del sistema; además, es la encargada de exportar los excedentes de energía al sistema de transmisión.

En general, los sistemas de distribución tienen una sola subestación, que define la referencia angular; sin embargo, en este documento se consideran múltiples subestaciones, entendiéndose que desde cada una deriva un sistema con referencia angular independiente. La particularidad de esta metodología es la posibilidad de resolver el OPF para múltiples sistemas de distribución y utilizar SOP para la interconexión de estos.

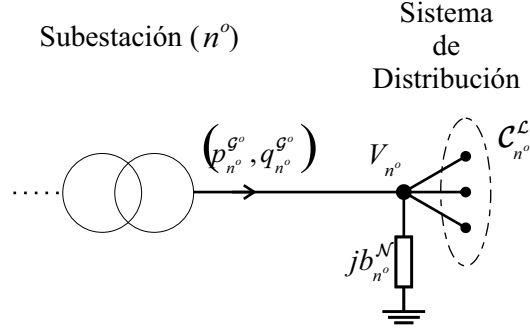


Figura 3.2: Balance de flujos para las subestaciones de interconexión con el sistema de transmisión.

En la Fig. 3.2 es posible plantear un balance en flujos aportados por la subestación principal n^o .

$$p_{n^o}^{g^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} p_{\alpha}^{\mathcal{L}}, \quad \forall n^o \in \mathcal{N}^o \quad (3.15)$$

$$q_{n^o}^{g^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} \left(q_{\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{n^o} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) - v_{n^o} \cdot b_{n^o}^{\mathcal{N}}, \quad \forall n^o \in \mathcal{N}^o \quad (3.16)$$

Donde $\mathcal{N}^o$ representa el conjunto de subestaciones del sistema.

3.1.4. Restricciones operacionales

En un sistema de distribución se debe garantizar la confiabilidad y calidad del suministro eléctrico; siendo condición necesaria que en cada barra del sistema los niveles de tensión deben ser aceptables. Para ello deben estar restringidos a un mínimo y un máximo:

$$\begin{aligned} \hat{V}_n &\leq V_n \leq \check{V}_n \\ \Rightarrow (\hat{V}_n)^2 &\leq v_n \leq (\check{V}_n)^2, \quad \forall n \in \mathcal{N} \cup \mathcal{N}^o \end{aligned}$$

esto plantea que en algunos escenarios no existirá un espacio de solución factible. Para evitar esto se consideran variables de penalización en las restricciones de tensión $(v_n^{-\mathcal{P}}, v_n^{+\mathcal{P}})$, que permiten ampliar el espacio de solución:

$$\Rightarrow (\hat{V}_n)^2 - v_n^{-\mathcal{P}} \leq v_n \leq (\check{V}_n)^2 + v_n^{+\mathcal{P}}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \cup \mathcal{N}^o \quad (3.17)$$

donde $\{v_n^{-\mathcal{P}}, v_n^{+\mathcal{P}}\} \geq 0$.

En la Fig. 3.1 se presenta la corriente en la rama serie del circuito π ; Sin embargo, es imprescindible expresar las relaciones y definir los límites térmicos en función de las variables ℓ_n, v_n . Los fasores de corriente a la entrada y salida del circuito π se deben limitar al máximo admisible:

$$\dot{I}_n^{\mathcal{L}} = \dot{I}_n + \dot{V}_{An} \frac{b_n}{2}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.18)$$

$$\dot{I}_n^{\mathcal{L}} = \dot{I}_n - \dot{V}_n \frac{b_n}{2}, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.19)$$

obteniendo el cuadrado del módulo en las ecuaciones (3.18) y (3.19), y considerando la ecuación (3.2) se resuelve que:

$$(I_n^{\mathcal{L}})^2 = \ell_n^{\mathcal{L}} = \ell_n + v_{An} \cdot \left(\frac{b_n}{2}\right)^2 - q_n^{\mathcal{L}} \cdot b_n \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall n \in \mathcal{N} \quad (3.20)$$

$$(I_n^{\mathcal{L}})^2 = \ell_n^{\mathcal{L}} = \ell_n + b_n(q_n^{\mathcal{L}} - x_n \cdot \ell_n) + v_n \left(\frac{b_n}{2}\right)^2 \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall n \in \mathcal{N}. \quad (3.21)$$

Las ecuaciones (3.20) y (3.21) definen la corriente que circula en los extremos de la línea y se encuentran restringidas al cuadrado de la corriente admisible, que generalmente es el límite térmico del conductor.

La consideración de las ecuaciones (3.4), (3.6), (3.13), (3.14), (3.15), (3.16), (3.17), (3.20) y (3.21) representan el funcionamiento operacional del sistema de distribución, además, en los términos p_n^{Ω} y q_n^{Ω} , se pueden incorporar otros equipos de control y/o transmisión, como puede ser el caso de equipos de compensación de reactivos, almacenamiento de energía, etc.

3.2. SOP en redes de distribución

Como se dijo anteriormente, un SOP es un equipo de electrónica de potencia utilizado para conectar dos barras que se encuentran relativamente cerca en un sistema, planteando una configuración enmallada que permite direccionar parte de la potencia activa e inyectar reactivos.

Es importante modelar el funcionamiento de un SOP existente considerando aspectos relevantes como su carta de operación y pérdidas. Sin embargo, también es necesario plantear un modelo para posibles SOP, considerando las decisiones de inversión y como estas afectan la operación de la red.

3.2.1. Modelo para SOP existentes

En la Fig. 3.3 se ejemplifica el uso de un SOP existente entre dos alimentadores.

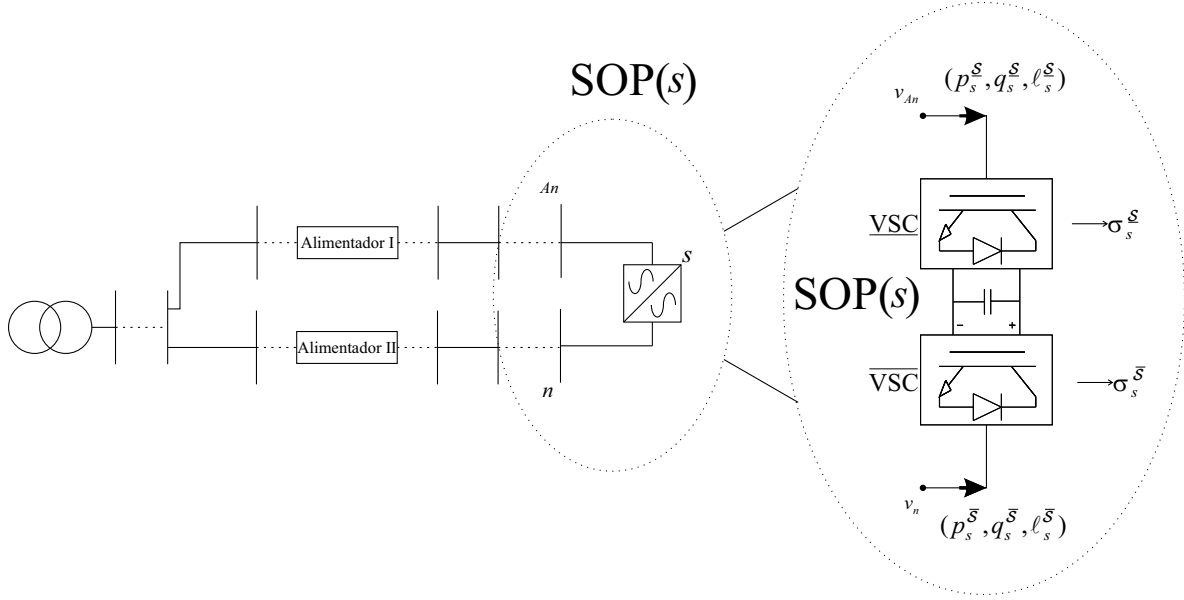


Figura 3.3: Ejemplo para el uso de SOP entre dos barras de distintos alimentadores.

Los SOP están compuestos por dos VSC que se conectan en las barras An y n a través de un enlace DC. Además, se suelen utilizar filtros para disminuir el contenido armónico de la corriente.

3.2.1.a. Carta de operacional de un SOP.

Las limitantes físicas de un SOP están relacionadas con los niveles de corriente que pueden transmitir, es decir, límites térmicos en inductores (o transformadores), IGBTs y en el enlace DC. Dichos límites pueden representarse como un máximo de potencia aparente ($S_s^{\text{VSC}}, S_s^{\text{VSC}}$) que limita los flujos operacionales en los VSC. Para aprovechar la interacción entre ambos convertidores, se proyectan y diseñan con las mismas características, llevando a que los parámetros constructivos de eficiencia y capacidad sean idénticos. De esta manera los límites operacionales quedan definidos en términos de una misma capacidad nominal, la cual se define para el s SOP ($S_s^{\mathcal{S}^*} = S_s^{\text{VSC}} = S_s^{\text{VSC}}$):

$$(p_s^{\mathcal{S}})^2 + (q_s^{\mathcal{S}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.22)$$

$$(p_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 + (q_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.23)$$

donde $\mathcal{S}$ es el conjunto de SOP implementados en la red de distribución.

3.2.1.b. Pérdidas y balance operacional de un SOP

Un VSC es capaz de generar reactivos y los activos deben cumplir con los principios de conservación de energía, esto plantea un balance entre los activos y las pérdidas de los convertidores ($\sigma_s^{\mathcal{S}}$, $\sigma_s^{\overline{\mathcal{S}}}$):

$$p_s^{\mathcal{S}} + p_s^{\overline{\mathcal{S}}} = \sigma_s^{\mathcal{S}} + \sigma_s^{\overline{\mathcal{S}}}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.24)$$

El valor de $\sigma_s^{\mathcal{S}}$ es la suma de pérdidas en los componentes individuales de cada VSC, como en reactores (o transformadores), en los semiconductores (conmutación y conducción), y pérdidas en el enlace DC. Cada uno de los componentes tiene un comportamiento de pérdidas distinto, desde prácticamente constantes a otras con una dependencia lineal y/o cuadráticas de la corriente [12]. Separando las pérdidas por convertidor se tiene:

$$\sigma_s^{\mathcal{S}} = a_s^{\mathcal{S}} \cdot (I_s^{\mathcal{S}})^2 + b_s^{\mathcal{S}} \cdot I_s^{\mathcal{S}} + c_s^{\mathcal{S}}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.25)$$

$$\sigma_s^{\overline{\mathcal{S}}} = a_s^{\overline{\mathcal{S}}} \cdot (I_s^{\overline{\mathcal{S}}})^2 + b_s^{\overline{\mathcal{S}}} \cdot I_s^{\overline{\mathcal{S}}} + c_s^{\overline{\mathcal{S}}}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.26)$$

donde los parámetros de pérdidas $a_s^{\mathcal{S}}$, $b_s^{\mathcal{S}}$ y $c_s^{\mathcal{S}}$ de las ecuaciones (3.25) y (3.26) dependen de cada VSC, pero se ha asumido que ambos son idénticos, haciendo posible numerarlos en función del s SOP, lo que implica que el comportamiento de pérdidas dependerá de la corriente que inyecte cada convertidor ($I_s^{\overline{\mathcal{S}}}$, $I_s^{\mathcal{S}}$).

Los componentes o parámetros de pérdidas de los VSC no siempre son entregados por el fabricante, sin embargo, los datos de pérdidas en vacío $\gamma_s^{\mathcal{S}}$ y eficiencia nominal del convertidor $\eta_s^{\mathcal{S}}$, si son comúnmente entregados [2]:

$$c_s^{\mathcal{S}} = \gamma_s^{\mathcal{S}} \cdot S_s^{\mathcal{S}*}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.27)$$

$$a_s^{\mathcal{S}} = (1 - \eta_s^{\mathcal{S}} - \gamma_s^{\mathcal{S}}) \cdot \frac{S_s^{\mathcal{S}*}}{(I_s^{\mathcal{S}*})^2}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.28)$$

donde $I_s^{\mathcal{S}*}$ es la corriente nominal del SOP y $a_s^{\mathcal{S}}$ es el factor de dependencia cuadrática para un modelo de pérdidas sin dependencia lineal. Planteando estos cambios en las ecuaciones (3.25) y (3.26) se obtiene:

$$\sigma_s^{\mathcal{S}} = c_s^{\mathcal{S}} + a_s^{\mathcal{S}} \cdot \ell_s^{\mathcal{S}}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.29)$$

$$\sigma_s^{\overline{\mathcal{S}}} = c_s^{\overline{\mathcal{S}}} + a_s^{\overline{\mathcal{S}}} \cdot \ell_s^{\overline{\mathcal{S}}}, \quad \forall s \in \mathcal{S} \quad (3.30)$$

donde $\ell_s^{\mathcal{S}} = (I_s^{\mathcal{S}})^2$ y $\ell_s^{\overline{\mathcal{S}}} = (I_s^{\overline{\mathcal{S}}})^2$.

Un procedimiento similar es presentado en [2], donde se plantea una relación lineal entre las pérdidas y la corriente del convertidor $I_s^{\mathcal{S}}$; Sin embargo, en la mayoría de las partes de un SOP se tienen pérdidas con una mayor dependencia cuadrática [12], esta consideración justifica el planteamiento de una relación entre las pérdidas y el cuadrado de la corriente $\ell_s^{\mathcal{S}}$.

3.2.1.c. Relación entre flujos de potencia, tensión y corriente en un SOP

Los flujos de potencia a la entrada de los convertidores son:

$$(p_s^{\mathcal{S}})^2 + (q_s^{\mathcal{S}})^2 = \ell_s^{\mathcal{S}} \cdot v_{An}, \quad \forall (s, n) \in \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.31)$$

$$(p_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 + (q_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 = \ell_s^{\bar{\mathcal{S}}} \cdot v_n, \quad \forall (s, n) \in \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.32)$$

donde el conjunto $\mathcal{C}_s^{\mathcal{S}}$ representa las barras de conexión para el s SOP.

Las expresiones (3.31) y (3.32) son cuadráticas y no convexas, por lo cual, es conveniente relajar dichas expresiones y plantear un cono de segundo orden:

$$(p_s^{\mathcal{S}})^2 + (q_s^{\mathcal{S}})^2 \leq \ell_s^{\mathcal{S}} \cdot v_{An}, \quad \forall (s, n) \in \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.33)$$

$$(p_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 + (q_s^{\bar{\mathcal{S}}})^2 \leq \ell_s^{\bar{\mathcal{S}}} \cdot v_n, \quad \forall (s, n) \in \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}}. \quad (3.34)$$

De esta manera las ecuaciones (3.22), (3.23), (3.24), (3.29), (3.30), (3.33) y (3.34) representan el comportamiento operacional de un SOP que interconecta dos barras de un SEP.

3.2.2. Modelo para posibles SOP

La decisión de invertir en SOP se fundamenta en la mejora del funcionamiento del sistema considerando distintas localizaciones factibles y una gama de equipos disponibles.

Para ello se proponen dos modelos. El primero consiste en una combinatoria de variables binarias, donde cada una representa la factibilidad de implementar un SOP de cierta capacidad. Este modelo consideraría todos los aspectos operacionales vistos hasta ahora.

El segundo modelo consiste en una variable continua para la capacidad y una variable binaria para la localización del SOP. Este modelo logra reducir en gran medida el esfuerzo computacional; sin embargo, se sacrifica la precisión de las pérdidas, las que se deberán ponderar como un valor único para todos los instantes de tiempo.

3.2.2.a. Modelo con capacidades discretas

En la preparación de la información se considera la disponibilidad de un grupo de convertidores, que pueden ser ubicados en distintos puntos de la red. Si la información se ordena de manera conveniente, se observa que la variable $\mu_{\lambda, k}$ representa la decisión de invertir en un SOP ubicado en el par barras $\lambda \in \Lambda$, con una capacidad $k \in \mathcal{K}_\lambda$, por lo tanto, se plantea un total de $N^\lambda \cdot N^k$ variables binarias. El conjunto Λ está asociado a las localizaciones factibles, mientras el conjunto $\mathcal{K}_\lambda$ representa las capacidades disponibles en la localización λ .

3.2.2.a.1 Decisión en la selección de un SOP

Para una ubicación λ no es posible considerar la implementación de varios SOP, esto puede ser poco práctico debido a los costos fijos, costos de control, disponibilidad de espacio, entre otros factores. Para evitar esto se restringe la decisión real a un solo SOP, es decir:

$$\sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda} \mu_{\lambda,k} \leq 1, \quad \forall \lambda \in \Lambda. \quad (3.35)$$

3.2.2.a.2 Capacidad operacional de un SOP

En la Sección 3.2 se determinó que los límites operacionales de un SOP podían representarse como un máximo de potencia aparente. Al combinar esta idea con la ecuación (3.35) podemos plantear:

$$(p_\lambda^\Delta)^2 + (q_\lambda^\Delta)^2 \leq \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda} (\mu_{\lambda,k} \cdot S_k^{\mathcal{K}*})^2, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.36)$$

$$(p_\lambda^{\bar{\Delta}})^2 + (q_\lambda^{\bar{\Delta}})^2 \leq \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda} (\mu_{\lambda,k} \cdot S_k^{\mathcal{K}*})^2, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.37)$$

donde p_λ^Δ es la potencia activa que es absorbida en la barra An de la localización λ ; q_λ^Δ es la potencia reactiva que es absorbida en la barra An de la localización λ ; $p_\lambda^{\bar{\Delta}}$ es la potencia activa que es absorbida en la barra n de la localización λ ; $q_\lambda^{\bar{\Delta}}$ es la potencia reactiva absorbida en la barra n de la localización λ ; $S_k^{\mathcal{K}*}$ es la capacidad nominal del posible k SOP en la localización λ .

De este modo los flujos quedan delimitados a la capacidad del posible SOP implementado.

3.2.2.a.3 Niveles de corriente bajo la decisión

El planteamiento hasta ahora propuesto puede interpretarse como una conexión en paralelo de los posibles equipos Fig. 3.4, donde cada convertidor absorbe corriente por sus terminales.

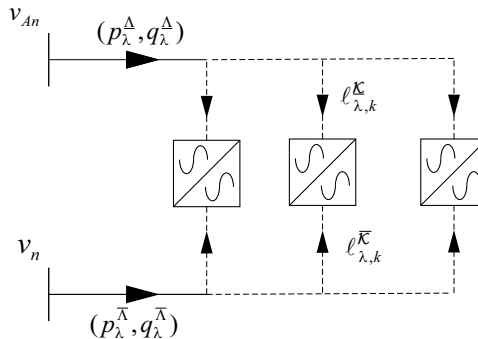


Figura 3.4: Interpretación para la corriente en el SOP k .

Las corrientes que circula por la opción λ será la suma de las corrientes en cada SOP.

$$\ell_{\lambda}^{\Lambda} = \sum_{k \in \mathcal{K}} \ell_{\lambda,k}^{\mathcal{K}}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.38)$$

$$\ell_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} = \sum_{k \in \mathcal{K}} \ell_{\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.39)$$

Además, la corriente que absorbe cada convertidor está restringida a la decisión y a su máximo admisible ($\hat{I}_{\lambda,k}^{\mathcal{K}}$).

$$\ell_{\lambda,k}^{\mathcal{K}} \leq \hat{I}_{\lambda,k}^{\mathcal{K}} \cdot \mu_{\lambda,k}, \quad \forall (\lambda, k) \in \Lambda \times \mathcal{K} \quad (3.40)$$

$$\ell_{\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}} \leq \hat{I}_{\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}} \cdot \mu_{\lambda,k}, \quad \forall (\lambda, k) \in \Lambda \times \mathcal{K} \quad (3.41)$$

Es importante destacar que la validez de las ecuaciones (3.36), (3.37), (3.38) y (3.39) están sujetas a la expresión (3.35), ya que solo son correctas bajo la decisión de implementar a lo más un equipo, ya que la suma aritmética de módulos de corriente no es correcta para más de un equipo.

3.2.2.a.4 Pérdidas y balance de potencia activa en las posibles localizaciones de un SOP

Como se dijo anteriormente, un VSC es capaz de generar reactivos, pero los activos deben cumplir con el principio de conservación de la energía, con esto se plantea un símil al de la ecuación (3.24), es decir, la entrada de activos en un SOP es igual a las pérdidas en los VSC:

$$p_{\lambda}^{\Lambda} + p_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} = \sigma_{\lambda}^{\Lambda} + \sigma_{\lambda}^{\bar{\Lambda}}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.42)$$

con base en el modelo de las ecuaciones (3.29) y (3.30), las pérdidas bajo la decisión de implementar un SOP serían:

$$\sigma_{\lambda}^{\Lambda} = \sum_{k \in \mathcal{K}} (c_{\lambda,k}^{\Lambda} \cdot \mu_{\lambda,k} + a'_{\lambda,k}^{\Lambda} \cdot \ell_{\lambda,k}^{\mathcal{K}} \cdot \mu_{\lambda,k}), \quad \forall \lambda \in \Lambda$$

$$\sigma_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} = \sum_{k \in \mathcal{K}} (c_{\lambda,k}^{\bar{\Lambda}} \cdot \mu_{\lambda,k} + a'_{\lambda,k}^{\bar{\Lambda}} \cdot \ell_{\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}} \cdot \mu_{\lambda,k}), \quad \forall \lambda \in \Lambda.$$

Este planteamiento supone un modelado no convexo; no obstante, debido a las ecuaciones (3.35), (3.40) y (3.41) el termino $\mu_{\lambda,k}$ que acompaña a las variables de corriente es redundante, lo cual permite plantear:

$$\sigma_{\lambda}^{\Lambda} = \left(\sum_{k \in \mathcal{K}} c_{\lambda,k}^{\Lambda} \cdot \mu_{\lambda,k} \right) + \left(\sum_{k \in \mathcal{K}} a'_{\lambda,k}^{\Lambda} \cdot \ell_{\lambda,k}^{\mathcal{K}} \right), \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.43)$$

$$\sigma_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} = \left(\sum_{k \in \mathcal{K}} c_{\lambda,k}^{\bar{\Lambda}} \cdot \mu_{\lambda,k} \right) + \left(\sum_{k \in \mathcal{K}} a'_{\lambda,k}^{\bar{\Lambda}} \cdot \ell_{\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}} \right), \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.44)$$

De esta manera (3.42), (3.43) y (3.44), permiten definir un modelo de pérdidas convexo y consecuente con la decisión de inversión.

3.2.2.a.5 Flujo de potencia para las opciones de SOP

El flujo de potencia inyectado desde las barras de conexión An y n de los posibles SOP está dado por las expresiones:

$$(p_{\lambda}^{\Lambda})^2 + (q_{\lambda}^{\Lambda})^2 = \ell_{\lambda}^{\Lambda} \cdot v_{An}, \quad \forall (\lambda, n) \in \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Lambda} \quad (3.45)$$

$$(p_{\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 + (q_{\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 = \ell_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} \cdot v_n, \quad \forall (\lambda, n) \in \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} \quad (3.46)$$

donde $\mathcal{C}_{\lambda}^{\Lambda}$ es el conjunto de barras para la conexión del posible SOP en la localización λ .

Las expresiones (3.45) y (3.46) son cuadráticas y no convexas por lo que es necesario utilizar una relajación de estas:

$$(p_{\lambda}^{\Lambda})^2 + (q_{\lambda}^{\Lambda})^2 \leq \ell_{\lambda}^{\Lambda} \cdot v_{An}, \quad \forall (\lambda, n) \in \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Lambda} \quad (3.47)$$

$$(p_{\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 + (q_{\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 \leq \ell_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} \cdot v_n, \quad \forall (\lambda, n) \in \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\bar{\Lambda}} \quad (3.48)$$

planteando un cono de segundo orden para el flujo de potencia en los posibles convertidores.

3.2.2.b. Modelo con capacidad continua

El planteamiento de un modelo de capacidad discreta selecciona un k SOP del conjunto $\mathcal{K}_{\lambda}$, debido a esto se incurre en una gran exigencia computacional, esencialmente por el tamaño de combinatorias en el problema, ya que de manera estricta el espacio de solución crece a $2^{N^k \cdot N^{\lambda}}$. Para reducir la exigencia computacional en el número de combinatorias se propone un modelo que seleccione la capacidad operacional de manera continua, entre la de menor y mayor capacidad.

3.2.2.b.1 Capacidad operacional

Para la reducción de la exigencia computacional se plantea reemplazar el conjunto discreto $\mathcal{K}_{\lambda}$ por un espacio lineal entre el SOP de capacidad mínima y el de capacidad máxima del conjunto:

$$\begin{aligned} \check{S}_{\lambda}^{\mathcal{K}^*} &= \min\{S_k^{\mathcal{K}^*} : k \in \mathcal{K}_{\lambda}\}, & \forall \lambda \in \Lambda \\ \hat{S}_{\lambda}^{\mathcal{K}^*} &= \max\{S_k^{\mathcal{K}^*} : k \in \mathcal{K}_{\lambda}\}, & \forall \lambda \in \Lambda \end{aligned}$$

de esta manera, las variables de decisión disminuyen a solo escoger la ubicación del SOP, y la capacidad queda acotada a un espacio continuo:

$$S_{\lambda}^{\Lambda^*} \leq \mu_{\lambda} \cdot \hat{S}_{\lambda}^{\mathcal{K}^*}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.49)$$

$$\mu_{\lambda} \cdot \check{S}_{\lambda}^{\mathcal{K}^*} \leq S_{\lambda}^{\Lambda^*}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.50)$$

$$(3.51)$$

donde μ_λ es la variable de decisión para la inversión de un SOP en la posición λ y $S_\lambda^{\Lambda^*}$ es la variable para la capacidad del SOP instalado en la posición λ .

Desde el punto de vista operacional los flujos de potencia activa y reactiva quedan acotados por la capacidad del SOP según:

$$(p_\lambda^\Lambda)^2 + (q_\lambda^\Lambda)^2 \leq (S_\lambda^{\Lambda^*})^2, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.52)$$

$$(p_\lambda^{\bar{\Lambda}})^2 + (q_\lambda^{\bar{\Lambda}})^2 \leq (S_\lambda^{\Lambda^*})^2, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.53)$$

3.2.2.b.2 Pérdidas y balance de potencia activa en un SOP

Como se ha señalado en el documento, las pérdidas de un SOP varían entre las pérdidas en vacío y pérdidas nominales, permitiendo establecer:

$$\sigma_\lambda^{\bar{\Lambda}} = \sigma_\lambda^\Lambda = S_\lambda^{\Lambda^*} \cdot \left([(1 - \check{\eta}_\lambda^\Lambda) - \hat{c}_\lambda^\Lambda] \cdot f + \hat{c}_\lambda^\Lambda \right), \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.54)$$

donde $\check{\eta}_\lambda^\Lambda$ es la eficiencia mínima del as de SOP disponibles (es decir, $\check{\eta}_\lambda^\Lambda = \min\{\eta_{\lambda,k}^\Lambda; k \in \mathcal{K}\}$); $\hat{c}_\lambda^\Lambda$ las pérdidas en vacío máximas del as de SOP disponible (es decir, $\hat{c}_\lambda^\Lambda = \max\{c_{\lambda,k}^\Lambda; k \in \mathcal{K}\}$); f es el factor de utilización del SOP.

En (3.54) se asumió que las pérdidas de los convertidores son constantes e iguales, por lo que el balance de activos puede definirse como:

$$p_\lambda^\Lambda + p_\lambda^{\bar{\Lambda}} = \sigma_\lambda^{\bar{\Lambda}} + \sigma_\lambda^\Lambda \quad (3.55)$$

$$p_\lambda^\Lambda + p_\lambda^{\bar{\Lambda}} = 2 \cdot S_\lambda^{\Lambda^*} \cdot \left([(1 - \check{\eta}_\lambda^\Lambda) - \hat{c}_\lambda^\Lambda] \cdot f + \hat{c}_\lambda^\Lambda \right), \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.56)$$

el grado de utilización se puede establecer en “1” si se considera que las pérdidas del SOP tiene un alto impacto en el desempeño de la red (pérdidas nominales constantes), o en “0” si se considera que estas no tienen un efecto considerable en el desempeño de la red y pueden ser despreciadas. Finalmente se puede utilizar un valor entre 0 y 1 para representar un nivel de pérdidas más equilibrado según se estime. La correcta selección del parámetro f puede complicar el modelado del problema, sin embargo, en un proceso iterativo puede darse el caso que la configuración de SOP resuelta con $f = 1$ y $f = 0$ sean iguales o muy parecidas, lo cual permite utilizar el modelo operacional del SOP a fin de encontrar el comportamiento dinámico de las pérdidas, en el caso que las configuraciones resueltas no sean parecidas, puede aplicarse la metodología de la Sección 4.2.2.b.1.

3.3. Análisis de costos

Este trabajo propone dar respuesta a dos problemas. El primero es obtener los flujos de potencia óptimos para la operación de la red con SOP, minimizando costos y maximizando ingresos por venta de energía. El segundo pretende resolver las decisiones de inversión necesarias para mantener estándares de calidad en el suministro de energía, es decir, minimizar los costos de inversión necesarios la para operación del sistema,

En este trabajo se plantean tres funciones de objetivos, la primera es para un OPF multiperiodo, las dos restantes son para modelos que determinan las decisiones de inversión en la localización y dimensionamiento óptimo de los SOP; sin embargo, uno de estos modelos supone una reducción de recursos computacionales importante respecto al otro. Las variables operacionales, todas salvo las de decisión de inversión $\mu_{\lambda,k}$ o μ_{λ} estarán indexadas de manera implícita para un tiempo t y/o curva de generación distribuida e según corresponda.

3.3.1. Tipos de costos

3.3.1.a. Transacciones de energía en la subestación principal

Se asume que costos e ingresos por energía están asociados al flujo de potencia activa entre el sistema de distribución y el sistema de transmisión. En la subestación principal se considera la compra y venta de excedentes de energía; sin embargo, por conceptos de peajes, el precio por unidad de energía comprado es mayor al obtenido en ventas, tal como se muestra en la Fig. 3.5.

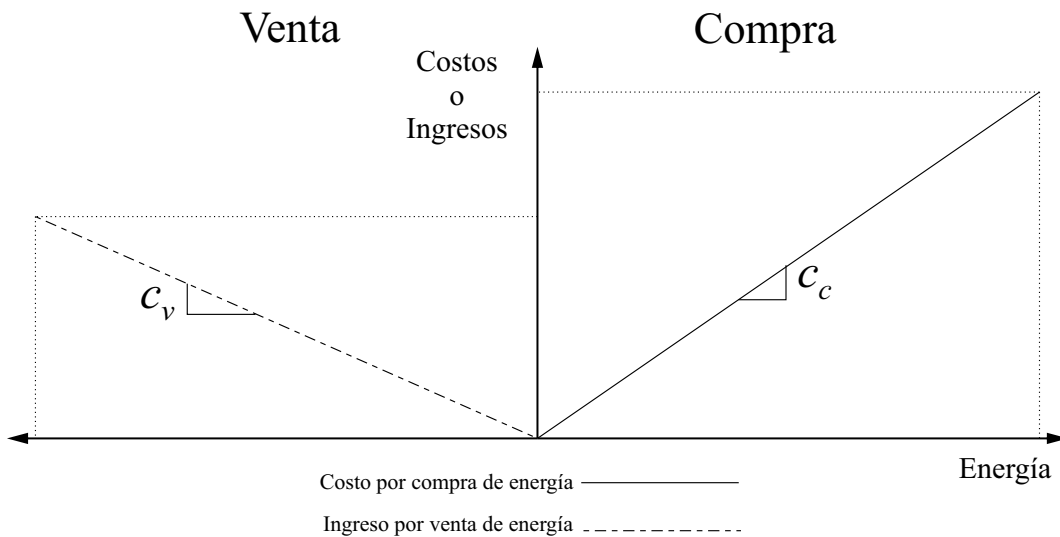


Figura 3.5: Costos o ingresos por transacciones de energía en la subestación principal.

Para diferenciar la naturaleza del flujo en la subestación principal se utiliza una variable para el flujo de activos que entra (comprado) y otra para el de salida (vendido):

$$p_{g^o}^{\mathcal{G}^o} = p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} + p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o}, \quad \forall g^o \in \mathcal{G}^o \quad (3.57)$$

donde $p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} \in \mathbb{R}^+$ es la energía comprada en la subestación principal y $p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o} \in \mathbb{R}^-$ es la energía vendida en la subestación principal g^o .

De esta manera se tiene que los costos por compra o venta de energía en la subestación principal son:

$$CE = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o}) \quad (3.58)$$

donde $\mathcal{T}$ es el conjunto de eventos considerados. Se omite el termino Δt al multiplicar potencias, ya que en todo momento se utilizan muestras uniformes iguales a una hora. Además, se considera el conjunto $\mathcal{G}^o$ de subestaciones principales, permitiendo incluir múltiples sistemas de distribución en el modelo.

3.3.1.b. Costos de la generación distribuida

Para la generación distribuida se utilizará un modelo de costos polinomial de primer orden:

$$CGD = \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_g^{\mathcal{G}} \quad (3.59)$$

La incorporación del valor c_g^A en la función objetivo es opcional, ya que este término no se puede optimizar.

3.3.1.c. Costos de inversión

Los costos para la implementación de un SOP se relacionan, principalmente, a su capacidad, porque un mayor flujo de potencia implica semiconductores más robustos, un enlace DC de mayor capacidad, reactores o transformadores más grandes, etc. Además, se deben considerar los costos fijos, como materiales de montaje, instrumentos de medida, red de control y otros. Esto se puede modelar como un costo fijo más un costo variable dependiente de la capacidad:

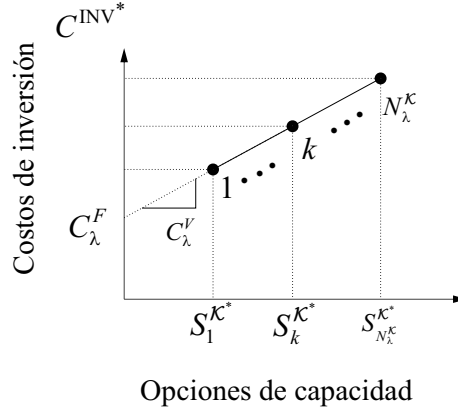


Figura 3.6: Costos de inversión para las capacidades de la opción λ .

En la literatura se presentan costos estimados para convertidores B2B en función de la capacidad [1], pero se destaca que estos costos tienen que ser prorrateados en función de la vida útil del SOP y_λ y la tasa de interés anual d disponible para la inversión. Al considerar un modelo con capacidades discrepas para los nuevos SOP se obtiene:

$$C^{INV} = \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1 + d)^{y_\lambda}}{(1 + d)^{y_\lambda} - 1} \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^\Lambda} (C_\lambda^V \cdot S_k^{K*} \cdot \mu_{\lambda,k} + C_\lambda^F \cdot \mu_{\lambda,k}) \quad (3.60)$$

$$(3.61)$$

Si se considera un modelo con capacidades continuas se debe considerar:

$$C^{INV} = \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1 + d)^{y_\lambda}}{(1 + d)^{y_\lambda} - 1} \cdot (C_\lambda^V \cdot S_\lambda^{K*} + C_\lambda^F \cdot \mu_\lambda). \quad (3.62)$$

3.3.1.d. Costos de penalización

En (3.17) se presentan las restricciones de calidad en los niveles de tensión, con la posibilidad de que estas sean relajadas por medio de las variables de penalización v^{-P} y v^{+P} . Estas relaciones se encargan de ampliar el espacio de solución, por ello su incorporación solo busca dar factibilidad en los casos que sea forzosamente necesario. Para lograrlo, se incorporan los costos de penalización por tensión, los que tienen un costo C^P relativamente alto.

$$CPT = C^P \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_n^{+P} + v_n^{-P}) \quad (3.63)$$

3.3.2. Costos asociados a la operación de la red

3.3.2.a. Costos de una red con SOP existentes

En un contexto de alta penetración de energías renovables es necesario determinar el impacto económico que puedan llegar a tener los SOP en el sistema de distribución, este debe verse reflejado en los costos de operación del SEP:

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \\ & \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_g^{\mathcal{G}} + C^{\mathcal{P}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_n^{+\mathcal{P}} + v_n^{-\mathcal{P}}) \end{aligned} \quad (3.64)$$

la expresión (3.64), representa los costos asociados a la operación de un sistema de distribución.

3.3.2.b. Costos de una red con posibles SOP

Para el planteamiento de la función objetivo es necesario considerar los mismos criterios que en la expresión (3.64), más los costos de inversión.

3.3.2.b.1 Conjunto discreto para la capacidad de los posibles SOP

Si la capacidad de los posibles SOP se plantea de manera discreta se tiene que los costos de operación más los costos de inversión son:

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_g^{\mathcal{G}} + \right. \\ & \left. C^{\mathcal{P}} \cdot \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_n^{+\mathcal{P}} + v_n^{-\mathcal{P}}) \right) + \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1+d)^{y_\lambda}}{(1+d)^{y_\lambda} - 1} \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^A} (C_\lambda^V \cdot S_k^{\mathcal{K}^*} \cdot \mu_{\lambda,k} + C_\lambda^F \cdot \mu_{\lambda,k}) \end{aligned} \quad (3.65)$$

3.3.2.b.2 Conjunto continuo para la capacidad de los posibles SOP

Si la capacidad de los posibles SOP se plantea de manera continua se tiene que los costos de operación más los costos de inversión son:

$$\begin{aligned} & \sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{g^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_g^{\mathcal{G}} + \right. \\ & \left. C^{\mathcal{P}} \cdot \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_n^{+\mathcal{P}} + v_n^{-\mathcal{P}}) \right) + \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1+d)^{y_\lambda}}{(1+d)^{y_\lambda} - 1} \cdot (C_\lambda^V \cdot S_\lambda^{\Lambda^*} + C_\lambda^F \cdot \mu_\lambda) \end{aligned} \quad (3.66)$$

3.4. Pérdidas del sistema

En un sistema eléctrico tenemos las pérdidas por efecto *Joule* de las líneas y las pérdidas en los equipos conectados, concretamente las pérdidas de los SOP, estas se modelan para SOP existentes y para nuevos SOP:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \ell_n \cdot r_n + \sum_{s \in \mathcal{S}} (\sigma_s^{\mathcal{S}} + \sigma_s^{\bar{\mathcal{S}}}) \right) \quad (3.67)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \ell_n \cdot r_n + \sum_{s \in \mathcal{S}} (\sigma_s^{\mathcal{S}} + \sigma_s^{\bar{\mathcal{S}}}) + \sum_{\lambda \in \Lambda} (\sigma_{\lambda}^{\Lambda} + \sigma_{\lambda}^{\bar{\Lambda}}) \right) \quad (3.68)$$

La expresión (3.67) corresponde a las pérdidas en un modelo que solo considera SOP existentes, mientras la expresión (3.68) también considera las posibles inversiones en SOP.

3.5. Modelos Finales

3.5.1. OPF-MP: Flujo óptimo de potencia multiperiodo

3.5.1.a. Parámetros

$r_n/x_n/b_n$	: Resistencia / Impedancia /Susceptancia de la línea asociada al nodo n .
$P_{t,n}^D/Q_{t,n}^D$	: Demanda activa/reactiva en la barra n .
b_n^N	: Susceptancia, compensación <i>shunt</i> instalada en la barra n .
$\hat{P}_{t,g}$	: MPP para el PMGD g .
$\hat{P}_{g^o}^{\mathcal{G}^o}/\hat{Q}_{g^o}^{\mathcal{G}^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden comprar en la subestación g^o .
$\check{P}_{g^o}^{\mathcal{G}^o}/\check{Q}_{g^o}^{\mathcal{G}^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden vender en la subestación g^o .
$\hat{V}_n/\check{V}_n$	: Límite superior/inferior para la tensión en la barra n .
$\hat{I}_n/\check{I}_n$	: Límite superior/inferior para la corriente en la línea asociada a la barra n .
N^T	: Horizonte de horas.
N^n	: Número de barras del sistema
N^L	: Número total de líneas .
N^g	: Número total de PMGD.
N^{n^o}	: Número total de subestaciones principales (=1, salvo casos con interconexión).
N^S	: número total de SOP existentes en la red .
$S_s^{S^*}$	: Potencia nominal de los convertidores del SOP s .
η_s^S	: Eficiencia nominal del SOP s .
c_s^S	: Pérdidas en vacío del SOP s .
C_c	: Valor por compra de energía en la subestación primaria.
C_v	: Valor por venta de energía en la subestación primaria.
c_g^A	: Coeficientes de costos fijos para el PMGD g .
c_g^B	: Coeficientes de costos lineales para el PMGD g .
C^P	: Costo por concepto de penalización debido desviación en los niveles de tensión.

3.5.1.b. Conjuntos

$\mathcal{T} : \{1 \dots N^T\}$	: Conjunto de tiempo sobre el cual se realiza la simulación.
$\mathcal{N} : \{1 \dots N^n\}$	: Conjunto de barras del SEP.
$\mathcal{L} : \{1 \dots N^L\}$	: Conjunto de líneas del SEP.
$\mathcal{G} : \{1 \dots N^g\}$	: Conjunto de PMGD del SEP.
$\mathcal{N}^o : \{1 \dots N^{n^o}\}$	: Conjunto de subestaciones primarias para el SEP.
$\mathcal{S} : \{1 \dots N^S\}$	: Conjunto de SOP existentes en el SEP.
$\mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}$	: Conjunto de líneas que derivan desde el nodo n .
$\mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}$	: Conjunto de PMGD conectados a la barra n .
$\mathcal{C}_s^{\mathcal{S}}$	: Conjunto para las barras de conexión del SOP s .
$\mathcal{C}_n^{\mathcal{S}} / \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Conjunto de SOP que tienen su flujo <i>from/to</i> en la barra n .

3.5.1.c. Variables

$v_{t,n}$	: Modulo de la tensión al cuadrado en la barra n .
$\ell_{t,n}$	: Modulo de la corriente al cuadrado en la rama serie de la línea asociada a la barra n .
$p_{t,n}^{\mathcal{L}} / q_{t,n}^{\mathcal{L}}$	: Flujo de activos/reactivos en la línea asociada a la barra n .
$p_{t,g}^{\mathcal{G}}$	: Potencia activa inyectada por el PMGD g .
$p_{t,g^o}^{-G^o} / p_{t,g^o}^{+G^o}$	: Potencia activa vendida/comprada en la subestación principal n^o .
$q_{t,g^o}^{G^o}$	: Potencia reactiva inyectada por la subestación primaria g^o .
$p_{t,s}^{\mathcal{S}} / q_{t,s}^{\mathcal{S}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra An del SOP s .
$p_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} / q_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra n del SOP s .
$\ell_{t,s}^{\mathcal{S}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra An del SOP s .
$\ell_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra n del SOP s .
$\sigma_{t,s}^{\mathcal{S}} / \sigma_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Pérdidas del convertidor <i>from / to</i> del SOP s .
$v_{t,n}^{-P} / v_{t,n}^{+P}$	: Penalización por tensión baja/alta en la barra n del SEP.

3.5.1.d. Función Objetivo

Considerando las ecuaciones (3.64) y (3.67) se plantea como función objetivo un ponderado de ambas:

$$\text{mín } F.O. = \quad (3.69)$$

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \left(\sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{t,g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_{t,g}^{\mathcal{G}} + C^L \cdot \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \ell_{t,n} \cdot r_n + \sum_{s \in \mathcal{S}} (\sigma_{t,s}^{\mathcal{S}} + \sigma_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}) \right) + C^P \cdot \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_{t,n}^{+\mathcal{P}} + v_{t,n}^{-\mathcal{P}}) \right), \quad (3.70)$$

3.5.1.e. Restricciones

Diferencia de tensión en un tramo de línea

Desde la ecuación (3.4):

$$v_{t,n} - v_{t,An} = \ell_{t,n} \cdot (r_n^2 + x_n^2) - 2p_{t,n}^{\mathcal{L}} \cdot r_n - 2q_{t,n}^{\mathcal{L}} \cdot x_n, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.71)$$

Relajación en el flujo de potencia

desde la ecuación (3.6):

$$(p_{t,n}^{\mathcal{L}})^2 + (q_{t,n}^{\mathcal{L}})^2 \leq v_{t,An} \cdot \ell_{t,n}, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.72)$$

Balance de flujos entre líneas del SEP

Desde (3.7) y (3.8), unidas a (3.13) y (3.14) respectivamente, se obtiene:

$$p_{t,n}^{\mathcal{L}} + \sum_{g \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}} p_{t,g}^{\mathcal{G}} = \ell_{t,n} \cdot r_n + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} p_{t,\alpha}^{\mathcal{L}} + P_{t,n}^{\mathcal{D}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}} p_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} p_{t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.73)$$

$$q_{t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{t,n} \cdot x_n - v_{t,n} \cdot \left(\frac{b_n}{2} + b_n^{\mathcal{N}} \right) + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} \left(q_{t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{t,n} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) + Q_{t,n}^{\mathcal{D}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}} q_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} q_{t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.74)$$

Flujos aportados en la subestación primaria

Desde las ecuaciones (3.15), (3.16) unidas a la ecuación (3.57) se tiene:

$$p_{t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} + p_{t,n^o}^{-\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} p_{t,\alpha}^{\mathcal{L}}, \quad \forall (t, n^o) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o \quad (3.75)$$

$$q_{t,n^o}^{\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} \left(q_{t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{t,n^o} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) - v_{t,n^o} \cdot b_{n^o}^{\mathcal{N}} \quad \forall (t, n^o) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o, \quad (3.76)$$

Restricciones de confiabilidad y seguridad

Desde la ecuación (3.17) se plantea los límites de tensión:

$$(\hat{V}_n)^2 - v_{t,n}^{-\mathcal{P}} \leq v_{t,n} \leq (\check{V}_n)^2 + v_{t,n}^{+\mathcal{P}}, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times (\mathcal{N} \cup \mathcal{N}^o) \quad (3.77)$$

Desde las ecuaciones (3.20) y (3.21) se presentan los límites en los niveles de corriente (*from / to* respectivamente) como:

$$(I_{t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \ell_{t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{t,n} + v_{t,n} \cdot \left(\frac{b_n}{2} \right)^2 - q_{t,n}^{\mathcal{L}} \cdot b_n \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.78)$$

$$(\bar{I}_{t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \bar{\ell}_{t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{t,n} + b_n(q_{t,n}^{\mathcal{L}} - x_n \cdot \ell_{t,n}) + v_{t,n} \left(\frac{b_n}{2} \right)^2 \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall (t, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.79)$$

Capacidad operacional de un SOP

Desde las ecuaciones (3.22) y (3.23) se tiene:

$$(p_{t,s}^{\mathcal{S}})^2 + (q_{t,s}^{\mathcal{S}})^2 \leq (S_s^*)^2, \quad \forall (t, s) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.80)$$

$$(\bar{p}_{t,s}^{\mathcal{S}})^2 + (\bar{q}_{t,s}^{\mathcal{S}})^2 \leq (S_s^*)^2, \quad \forall (t, s) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.81)$$

Pérdidas y balance de activos en un SOP

Desde la ecuación (3.24) se tiene:

$$p_{t,s}^{\mathcal{S}} + \bar{p}_{t,s}^{\mathcal{S}} = \sigma_{t,s}^{\mathcal{S}} + \bar{\sigma}_{t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (t, s) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.82)$$

Las ecuaciones (3.29) y (3.30) modelan las pérdidas por convertidor como:

$$\sigma_{t,s}^{\mathcal{S}} = c_s^{\mathcal{S}} + a_s'^{\mathcal{S}} \cdot \ell_{t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (t, s) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.83)$$

$$\bar{\sigma}_{t,s}^{\mathcal{S}} = c_s^{\mathcal{S}} + a_s'^{\mathcal{S}} \cdot \bar{\ell}_{t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (t, s) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.84)$$

Relajación en el flujo de potencia a través de un SOP

Desde la ecuación (3.33) y (3.34) se tiene:

$$(p_{t,s}^{\underline{S}})^2 + (q_{t,s}^{\underline{S}})^2 \leq \ell_{t,s}^{\underline{S}} \cdot v_{t,An}, \quad \forall (t, s, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\underline{S}} \quad (3.85)$$

$$(p_{t,s}^{\bar{S}})^2 + (q_{t,s}^{\bar{S}})^2 \leq \ell_{t,s}^{\bar{S}} \cdot v_{t,n}, \quad \forall (t, s, n) \in \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\bar{S}} \quad (3.86)$$

Límites en variables

$$\begin{aligned} 0 \leq v_{t,n}, \quad 0 \leq \ell_{t,n}, \quad 0 \leq p_{t,g}^{\mathcal{G}} \leq \hat{P}_g^{\mathcal{G}}, \quad \check{P}^{\mathcal{G}^o} \leq p_{t,g^o}^{-\mathcal{G}^o} \leq 0, \quad 0 \leq p_{t,g^o}^{+\mathcal{G}^o} \leq \hat{P}^{\mathcal{G}^o} \\ \check{Q}^{\mathcal{G}^o} \leq q_{t,g^o}^{\mathcal{G}^o} \leq \hat{Q}^{\mathcal{G}^o}, \quad 0 \leq \ell_{t,s}^{\underline{S}}, \quad 0 \leq \ell_{t,s}^{\bar{S}}, \quad 0 \leq \sigma_{t,s}^{\underline{S}}, \quad 0 \leq \sigma_{t,s}^{\bar{S}}, \quad 0 \leq v_{t,n}^{-\mathcal{P}}, \quad 0 \leq v_{t,n}^{+\mathcal{P}} \end{aligned} \quad (3.87)$$

3.5.2. LYDDC: localización y dimensionamiento discreto en la capacidad de un posible SOP

3.5.2.a. Parámetros

$r_n/x_n/b_n$	: Resistencia / Impedancia /Susceptancia de la línea asociada a la barra n .
$P_{t,n}^D/Q_{t,n}^D$	: Demanda activa/reactiva en la barra n .
b_n^N	: Susceptancia, compensación <i>shunt</i> instalada en la barra n .
$\hat{P}_{e,t,g}^G$	: MPP para el PMGD g .
$\hat{P}_{n^o}^{G^o}/\hat{Q}_{n^o}^{G^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden comprar en la subestación n^o .
$\check{P}_{n^o}^{G^o}/\check{Q}_{n^o}^{G^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden vender en la subestación n^o .
$\hat{V}_n/\check{V}_n$	: Límite superior/inferior para la tensión en la barra n .
$\hat{I}_n/\check{I}_n$	: Límite superior/inferior para la corriente en la línea asociada a la barra n .
N^T	: Horizonte de horas.
N^n	: Número de barras del sistema.
N^L	: Número total de líneas .
N^g	: Número total de PMGD.
N^{n^o}	: Número total de subestaciones principales (=1, salvo casos con interconexión).
N^S	: Número total de SOP existentes en la red .
$S_s^{S^*}$	: Potencia nominal de los convertidores del SOP s .
η_s^S	: Eficiencia nominal del SOP s .
c_s^S	: Pérdidas en vacío del SOP s .
C_c	: Valor por compra de energía en la subestación primaria.
C_v	: Valor por venta de energía en la subestación primaria.
c_g^A	: Coeficientes de costos fijos para el PMGD g .
c_g^B	: Coeficientes de costos lineales para el PMGD g .
C^P	: Costo por concepto de penalización debido desviación en los niveles de tensión.

- $\pi_{e,t}$: Probabilidad del escenario e en el tiempo t .
- N^e : Número de curvas de generación consideradas.
- N^Λ : Número de localizaciones con factibilidad para implementar SOP.
- N^K : Cantidad de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar.
- N_λ^K : Cantidad de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar en la ubicación λ .
- S_k^{K*} : Capacidad k de un posible SOP.
- C_λ^F : Costo fijos para la inversión de un SOP en la ubicación λ .
- C_λ^V : Costos variables para la capacidad de un SOP en la ubicación λ .
- $\eta_{\lambda,k}^\Lambda$: Eficiencia nominal del k SOP en la ubicación λ .
- $c_{\lambda,k}^\Lambda$: Pérdidas en vacío del k SOP en la ubicación λ .
- y : Vida útil de los nuevos SOP.
- d : Tasa de interés para los SOP (se asumió en 8 %)

3.5.2.b. Conjuntos

- $\mathcal{T} : \{1 \dots N^T\}$: Conjunto de tiempo sobre el cual se realiza la simulación.
- $\mathcal{N} : \{1 \dots N^n\}$: Conjunto de barras del SEP.
- $\mathcal{L} : \{1 \dots N^L\}$: Conjunto de líneas del SEP.
- $\mathcal{G} : \{1 \dots N^g\}$: Conjunto de PMGD del SEP.
- $\mathcal{N}^o : \{1 \dots N^{g^o}\}$: Conjunto de subestaciones primarias para el SEP.
- $\mathcal{S} : \{1 \dots N^S\}$: Conjunto de SOP existentes en el SEP.
- $\mathcal{E} : \{1 \dots N^e\}$: Conjunto de curvas de generación consideradas.
- $\Lambda : \{1 \dots N^\lambda\}$: Conjunto de localizaciones factibles para la implementación de SOP.
- $\mathcal{K} : \{1 \dots N^K\}$: Conjunto de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar.
- $\mathcal{K}_\lambda^\Lambda : \{1 \dots N_\lambda^K\}$: Conjunto de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar en la ubicación λ .
- $\mathcal{C}_n^\mathcal{L}$: Conjunto de líneas que derivan desde la barra n .
- $\mathcal{C}_n^\mathcal{G}$: Conjunto de PMGD conectados a la barra n .
- $\mathcal{C}_n^{\underline{S}}/\mathcal{C}_n^{\overline{S}}$: Conjuntos de flujos *from/to* de un SOP que se relacionan con la barra n .
- $\mathcal{C}_n^{\underline{\Lambda}}/\mathcal{C}_n^{\overline{\Lambda}}$: Conjuntos de flujos *from/to* de un posible SOP conectado a la barra n .
- $\mathcal{C}_s^{\mathcal{S}}$: Conjunto para las barras de conexión de un SOP s .
- $\mathcal{C}_\lambda^\Lambda$: Conjunto para las barras de conexión de un SOP en una posible localización λ .

3.5.2.c. Variables

$v_{e,t,n}$	: Modulo de la tensión al cuadrado en la barra n .
$v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}}/v_{e,t,n}^{+\mathcal{P}}$	: Penalización por tensión baja/alta en la barra n del SEP.
$\ell_{e,t,n}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la rama serie de la línea asociada a la barra n .
$p_{e,t,n}^{\mathcal{L}}/q_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	: Flujo de activos/reactivos en la rama serie de la línea asociada a la barra n .
$p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}$	: Potencia activa inyectada por el PMGD g .
$p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o}/p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o}$	: Potencia activa vendida/comprada en la subestación principal n^o .
$q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o}$	: Potencia reactiva inyectada por la subestación primaria n^o .
$p_{e,t,s}^{\mathcal{S}}/q_{e,t,s}^{\mathcal{S}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>from</i> del SOP s .
$p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}/q_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>to</i> del SOP s .
$\ell_{e,t,s}^{\mathcal{S}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> del SOP s .
$\ell_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> del SOP s .
$\sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}}/\sigma_{t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Pérdidas del convertidor <i>from</i> / <i>to</i> del SOP s .
$p_{e,t,\lambda}^{\Lambda}/q_{e,t,\lambda}^{\Lambda}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>from</i> del SOP λ .
$p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}/q_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>to</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda}^{\Lambda}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\mathcal{K}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> , que circula por el posible SOP asociado a la ubicación λ y la capacidad k .
$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> , que circula por el posible SOP asociado a la ubicación λ y la capacidad k .
$\sigma_{e,t,\lambda}^{\Lambda}/\sigma_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Pérdidas del convertidor <i>from</i> / <i>to</i> del SOP λ .
$\mu_{\lambda,k}$	: Variable de decisión(binaria) para la implementación de un SOP en la localización λ y capacidad k .

3.5.2.d. Función Objetivos

Considerando las ecuaciones (3.65) y (3.68) se plantea como función objetivo un ponderado de ambas:

$$\text{mín } F.O. = \quad (3.88)$$

$$\begin{aligned} & \sum_{e \in \mathcal{E}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \pi_{e,t} \cdot \left(\sum_{g^o \in \mathcal{G}^o} (C_c \cdot p_{e,t,g^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \sum_{g \in \mathcal{G}} c_g^A + c_g^B \cdot p_{e,t,g}^{\mathcal{G}} + \right. \\ & C^L \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} \ell_{e,t,n} \cdot r_n + \sum_{s \in \mathcal{S}} (\sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}) + \sum_{\lambda \in \Lambda} (\sigma_{e,t,\lambda}^{\Lambda} + \sigma_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}) \right) + C^P \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_{e,t,n}^{+\mathcal{P}} + v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}}) \Big) \\ & + \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1+d)^{y_\lambda}}{(1+d)^{y_\lambda} - 1} \cdot \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^A} (C_\lambda^V \cdot S_k^{\mathcal{K}^*} \cdot \mu_{\lambda,k} + C_\lambda^F \cdot \mu_{\lambda,k}) \end{aligned} \quad (3.89)$$

3.5.2.e. Restricciones

Diferencia de tensión en un tramo de línea

Desde la ecuación (3.4):

$$v_{e,t,n} - v_{e,t,An} = \ell_{e,t,n} \cdot (r_n^2 + x_n^2) - 2p_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot r_n - 2q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot x_n, \quad (3.90)$$

$$\forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.91)$$

Relajación en el flujo de potencia

Desde la ecuación (3.6):

$$(p_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 + (q_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 \leq v_{e,t,An} \cdot \ell_{e,t,n}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.92)$$

Balance de flujos entre líneas del SEP

Desde las ecuaciones (3.9) y (3.10), unidas a (3.13) y (3.14) respectivamente, se obtiene:

$$p_{e,t,n}^{\mathcal{L}} + \sum_{g \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}} p_{e,t,g}^{\mathcal{G}} = \ell_{e,t,n} \cdot r_n + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} p_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} + P_{e,t,n}^{\mathcal{D}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\overline{\mathcal{S}}}} p_{e,t,s}^{\overline{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} p_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\overline{\mathcal{A}}}} p_{e,t,\lambda}^{\overline{\mathcal{A}}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{A}}} p_{e,t,\lambda}^{\mathcal{A}}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.93)$$

$$q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{e,t,n} \cdot x_n - v_{e,t,n} \cdot \left(\frac{b_n}{2} + b_n^{\mathcal{N}} \right) + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} \left(q_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{e,t,n} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) + Q_{e,t,n}^{\mathcal{D}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\overline{\mathcal{S}}}} q_{e,t,s}^{\overline{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} q_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\overline{\mathcal{A}}}} q_{e,t,\lambda}^{\overline{\mathcal{A}}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{A}}} q_{e,t,\lambda}^{\mathcal{A}}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.94)$$

Flujos aportados en la subestación primaria

Desde las ecuaciones (3.15), (3.16) y considerando (3.57):

$$p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} + p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} p_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}}, \quad \forall (e, t, n^o) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o \quad (3.95)$$

$$q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} \left(q_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{e,t,n^o} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) - v_{e,t,n^o} \cdot b_{n^o}^{\mathcal{N}}, \quad \forall (e, t, n^o) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o \quad (3.96)$$

Restricciones de confiabilidad y seguridad

Desde la ecuación (3.17) se plantea los límites de tensión:

$$(\hat{V}_n)^2 - v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}} \leq v_{e,t,n} \leq (\check{V}_n)^2 + v_{e,t,n}^{+\mathcal{P}}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times (\mathcal{N} \cup \mathcal{N}^o) \quad (3.97)$$

Desde las ecuaciones (3.20) y (3.21) se presentan los límites en los niveles de corriente como:

$$(I_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \ell_{e,t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{e,t,n} + v_{e,t,n} \cdot \left(\frac{b_n}{2} \right)^2 - q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot b_n \leq \hat{I}_n^2 \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.98)$$

$$(\bar{I}_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \bar{\ell}_{e,t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{e,t,n} + b_n (q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} - x_n \cdot \ell_{e,t,n}) + v_{e,t,n} \left(\frac{b_n}{2} \right)^2 \leq \hat{I}_n^2 \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.99)$$

Capacidad operacional de un SOP

Desde la ecuación (3.22) y (3.23) se tiene:

$$(p_{e,t,s}^{\underline{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\underline{S}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.100)$$

$$(p_{e,t,s}^{\overline{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\overline{S}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.101)$$

Pérdidas y balance de activos un SOP

Desde la ecuación (3.24) se tiene:

$$p_{e,t,s}^{\underline{S}} + p_{e,t,s}^{\overline{S}} = \sigma_{e,t,s}^{\underline{S}} + \sigma_{e,t,s}^{\overline{S}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.102)$$

las ecuaciones (3.29) y (3.30) modelan las pérdidas por convertidor como:

$$\sigma_{e,t,s}^{\underline{S}} = c_s^{\underline{S}} + a_s'^{\underline{S}} \cdot \ell_{e,t,s}^{\underline{S}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.103)$$

$$\sigma_{e,t,s}^{\overline{S}} = c_s^{\overline{S}} + a_s'^{\overline{S}} \cdot \ell_{e,t,s}^{\overline{S}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.104)$$

Relajación en el flujo de potencia a través de un SOP

Desde la ecuación (3.33) y (3.34) se tiene:

$$(p_{e,t,s}^{\underline{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\underline{S}})^2 \leq \ell_{e,t,s}^{\underline{S}} \cdot v_{e,t,An}, \quad \forall (e, t, s, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.105)$$

$$(p_{e,t,s}^{\overline{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\overline{S}})^2 \leq \ell_{e,t,s}^{\overline{S}} \cdot v_{e,t,n}, \quad \forall (e, t, s, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.106)$$

Ecuaciones para futuros SOP

Decisión de invertir en SOP

Desde la ecuación (3.35) se tiene:

$$\sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^A} \mu_{\lambda,k} \leq 1, \quad \lambda \in \Lambda \quad (3.107)$$

Capacidad operacional de los posibles SOP

Desde las ecuaciones (3.36) y (3.37) se tiene:

$$(p_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}})^2 \leq \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^A} (\mu_{\lambda,k} \cdot S_k^{\mathcal{K}^*})^2, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.108)$$

$$(p_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}})^2 \leq \sum_{k \in \mathcal{K}_\lambda^A} (\mu_{\lambda,k} \cdot S_k^{\mathcal{K}^*})^2, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.109)$$

Niveles de corriente en los posibles SOP

Desde las ecuaciones (3.38) , (3.39) , (3.40) y (3.41) se tiene:

$$\ell_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}} = \sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\underline{\Lambda}}} \ell_{e,t,\lambda,k}^{\underline{\mathcal{K}}}, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.110)$$

$$\ell_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}} = \sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\overline{\Lambda}}} \ell_{e,t,\lambda,k}^{\overline{\mathcal{K}}}, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.111)$$

$$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\underline{\mathcal{K}}} \leq \hat{I}_{\lambda,k}^{\underline{\mathcal{K}}} \cdot \mu_{\lambda,k}, \quad \forall (e, t, \lambda, k) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{K}_{\lambda}^{\underline{\Lambda}} \quad (3.112)$$

$$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\overline{\mathcal{K}}} \leq \hat{I}_{\lambda,k}^{\overline{\mathcal{K}}} \cdot \mu_{\lambda,k}, \quad \forall (e, t, \lambda, k) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{K}_{\lambda}^{\overline{\Lambda}} \quad (3.113)$$

Balance de potencia activa en la posible localización de un SOP

Desde las ecuaciones (3.42), (3.43) y (3.44) se tiene:

$$p_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}} + p_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}} = \sigma_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}} + \sigma_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}}, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.114)$$

$$\sigma_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}} = \left(\sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\underline{\Lambda}}} c_{\lambda,k}^{\underline{\Lambda}} \cdot \mu_{\lambda,k} \right) + \left(\sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\underline{\Lambda}}} a'_{\lambda,k}^{\underline{\Lambda}} \cdot \ell_{e,t,\lambda,k}^{\underline{\mathcal{K}}} \right), \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.115)$$

$$\sigma_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}} = \left(\sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\overline{\Lambda}}} c_{\lambda,k}^{\overline{\Lambda}} \cdot \mu_{\lambda,k} \right) + \left(\sum_{k \in \mathcal{K}_{\lambda}^{\overline{\Lambda}}} a'_{\lambda,k}^{\overline{\Lambda}} \cdot \ell_{e,t,\lambda,k}^{\overline{\mathcal{K}}} \right), \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.116)$$

Relajación en los flujos de potencia para los posibles SOP

Desde las ecuaciones (3.47) y (3.48) se tiene:

$$(p_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}})^2 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}} \cdot v_{e,t,\lambda}, \quad \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\underline{\Lambda}} \quad (3.117)$$

$$(p_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}})^2 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}} \cdot v_{e,t,\lambda}, \quad \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\overline{\Lambda}} \quad (3.118)$$

Límites en variables

$$\begin{aligned} 0 \leq v_{e,t,n}, \quad 0 \leq v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}}, \quad 0 \leq v_{t,n}^{+\mathcal{P}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,n}, \quad 0 \leq p_{e,t,g}^{\mathcal{G}} \leq \hat{P}_{e,t,g}^{\mathcal{G}}, \quad \check{P}_{n^o}^{\mathcal{G}^o} \leq p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o} \leq 0 \\ 0 \leq p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} \leq \hat{P}_{n^o}^{\mathcal{G}^o}, \quad \check{Q}_{n^o}^{\mathcal{G}^o} \leq q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o} \leq \hat{Q}_{n^o}^{\mathcal{G}^o}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,s}^{\mathcal{S}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,s}^{\overline{\mathcal{S}}}, \quad 0 \leq \sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}}, \\ 0 \leq \sigma_{e,t,s}^{\overline{\mathcal{S}}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,\lambda,k}^{\underline{\mathcal{K}}}, \quad 0 \leq \ell_{e,t,\lambda,k}^{\overline{\mathcal{K}}}, \quad 0 \leq \sigma_{e,t,\lambda}^{\underline{\Lambda}}, \quad \sigma_{e,t,\lambda}^{\overline{\Lambda}} \end{aligned} \quad (3.119)$$

3.5.3. LYDCC: localización y dimensionamiento continuo en la capacidad de un posible SOP

3.5.3.a. Parámetros

$r_n/x_n/b_n$	: Resistencia / Impedancia /Susceptancia de la línea asociada a la barra n .
$P_{t,n}^D/Q_{t,n}^D$	: Demanda activa/reactiva en la barra n .
b_n^N	: Susceptancia, compensación <i>shunt</i> instalada en la barra n .
$\hat{P}_{e,t,g}^G$	: MPP para el PMGD g .
$\hat{P}_{g^o}^{G^o}/\hat{Q}_{n^o}^{G^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden comprar en la subestación n^o
$\check{P}_{n^o}^{G^o}/\check{Q}_{n^o}^{G^o}$	: Máximos de activos/reactivos que se pueden vender en la subestación n^o .
$\hat{V}_n/\check{V}_n$	: Límite superior/inferior para la tensión en la barra n .
$\hat{I}_n/\check{I}_n$	: Límite superior/inferior para la corriente en la línea asociada a la barra n .
N^T	: Horizonte de horas.
N^n	: Número de barras del sistema
N^L	: Número total de líneas .
N^g	: Número total de PMGD.
N^{g^o}	: Número total de subestaciones principales (=1, salvo casos con interconexión).
N^S	: Número total de SOP existentes en la red .
$S_s^{S^*}$	: Potencia nominal de los convertidores del SOP s .
η_s^S	: Eficiencia nominal del SOP s .
c_s^S	: Pérdidas en vacío del SOP s .
C_c	: Valor por compra de energía en la subestación primaria.
C_v	: Valor por venta de energía en la subestación primaria.
c_g^A	: Coeficientes de costos fijos para el PMGD g .
c_g^B	: Coeficientes de costos lineales para el PMGD g .
c_g^C	: Coeficientes de costos cuadráticos para el PMGD g .
C^P	: Costo por concepto de penalización debido desviación en los niveles de tensión.

N^e	: Número de escenarios evaluados.
N^Λ	: Número de localizaciones con factibilidad para implementar SOP.
N^K	: Cantidad de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar.
f	: Factor de utilización de un SOP
$\check{\eta}_\lambda^\Lambda$	: Eficiencia mínima de un grupo de SOP.
$\hat{c}_\lambda^\Lambda$	: Pérdidas en vacío máximas de un grupo de SOP.
$\check{S}^{K*}$	: Capacidad mínima de un grupo de SOP.
$\hat{S}^{K*}$	: Capacidad máxima de un grupo de SOP.
C_λ^F	: Costo fijos para la inversión de un SOP en la ubicación λ .
C_λ^V	: Costos variables para la capacidad de un SOP en la ubicación λ .
y	: Vida útil de los nuevos SOP.
d	: Tasa de interés para los SOP (se asumió en 8 %)

3.5.3.b. Conjuntos

$\mathcal{T} : \{1 \dots N_T\}$	: Conjunto de tiempo sobre el cual se realiza la simulación.
$\mathcal{N} : \{1 \dots N_n\}$	: Conjunto de barras del SEP.
$\mathcal{L} : \{1 \dots N_L\}$	: Conjunto de líneas del SEP.
$\mathcal{G} : \{1 \dots N_g\}$	: Conjunto de PMGD del SEP.
$\mathcal{N}^o : \{1 \dots N_{g^o}\}$	: Conjunto de subestaciones primarias para el SEP.
$\mathcal{S} : \{1 \dots N_s\}$	: Conjunto de SOP existentes en el SEP.
$\mathcal{E} : \{1 \dots N_e\}$	: Conjunto de escenarios evaluados.
$\Lambda : \{1 \dots N_\lambda\}$	: Conjunto de localizaciones factibles para la implementación de SOP.
$\mathcal{K} : \{1 \dots N_k\}$	: Conjunto de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar,
$\mathcal{K}_\lambda^\Lambda : \{1 \dots N_k\}$	: Conjunto de SOP de distintas capacidades disponibles para implementar en la ubicación λ .
$\mathcal{C}_n^\mathcal{L}$	: Conjunto de líneas que derivan desde la barra n .
$\mathcal{C}_n^\mathcal{G}$	: Conjunto de PMGD conectados a la barra n .
$\mathcal{C}_n^\mathcal{S}/\mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Conjuntos de flujos <i>from/to</i> de un SOP que se relacionan con la barra n .
$\mathcal{C}_n^\Lambda/\mathcal{C}_n^{\bar{\Lambda}}$	: Conjuntos de flujos <i>from/to</i> de un posible SOP conectado a la barra n .
$\mathcal{C}_s^\mathcal{S}$	: Conjunto para las barras de conexión de un SOP s .
$\mathcal{C}_\lambda^\Lambda$	: Conjunto para las barras de conexión de un SOP en una posible localización λ .

3.5.3.c. Variables

$v_{e,t,n}$	: Módulo de la tensión al cuadrado en la barra n .
$v_{e,t,n}^{-P}/v_{e,t,n}^{+P}$	: Penalización por tensión baja/alta en la barra n del SEP.
$\ell_{e,t,n}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la rama serie de la línea asociada a la barra n .
$p_{e,t,n}^{\mathcal{L}}/q_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	: Flujo de activos/reactivos en la línea asociada a la barra n .
$p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}$	: Potencia activa inyectada por el PMGD g .
$p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o}/p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o}$	: Potencia activa vendida/comprada en la subestación principal.
$q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o}$	: Potencia reactiva inyectada por la subestación primaria n^o .
$p_{e,t,s}^{\mathcal{S}}/q_{e,t,s}^{\mathcal{S}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>from</i> del SOP s .
$p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}/q_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>to</i> del SOP s .
$\ell_{e,t,s}^{\mathcal{S}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> del SOP s .
$\ell_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> del SOP s .
$\sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}}/\sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}$	: Pérdidas del convertidor <i>from</i> / <i>to</i> del SOP s .
$p_{e,t,\lambda}^{\Lambda}/q_{e,t,\lambda}^{\Lambda}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>from</i> del SOP λ .
$p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}/q_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Flujo de activos/reactivos en la barra <i>to</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda}^{\Lambda}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> del SOP λ .
$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\mathcal{K}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>from</i> , que circula por el posible SOP asociado a la ubicación λ y la capacidad k .
$\ell_{e,t,\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}}$	: Módulo de la corriente al cuadrado en la barra <i>to</i> , que circula por el posible SOP asociado a la ubicación λ y la capacidad k .
$\sigma_{e,t,\lambda}^{\Lambda}/\sigma_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}$	: Pérdidas del convertidor <i>from</i> / <i>to</i> del SOP λ .
μ_{λ}	: Variable de decisión para la implementación de un SOP en la ubicación λ .
$S_{\lambda}^{\Lambda*}$	: Capacidad del posible SOP instalado en la ubicación λ .

3.5.3.d. Función Objetivos

considerando la ecuación (3.66) y (3.68) se plantea como función objetivo un ponderado de ambas:

mín $F.O. =$

$$\begin{aligned}
 & \sum_{e \in \mathcal{E}} \sum_{t \in \mathcal{T}} \pi_{e,t} \cdot \left(\sum_{n^o \in \mathcal{N}^o} (C_c \cdot p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} + C_v \cdot p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o}) + \sum_{g \in \mathcal{G}} (c_g^A + c_g^B \cdot p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}) + \right. \\
 & C^L \cdot \left(\sum_{l \in \mathcal{L}} \ell_{e,t,n} \cdot r_n + \sum_{s \in \mathcal{S}} (\sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}) + \sum_{\lambda \in \Lambda} (\sigma_{e,t,\lambda}^{\Lambda} + \sigma_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}) \right) + \left. \sum_{n \in \mathcal{N}} (v_{e,t,n}^{+P} + v_{e,t,n}^{-P}) \right) + \\
 & \sum_{\lambda \in \Lambda} \frac{d \cdot (1+d)^{y_{\lambda}}}{(1+d)^{y_{\lambda}} - 1} \cdot (C_{\lambda}^V \cdot S_{\lambda}^{\Lambda*} + C_{\lambda}^F \cdot \mu_{\lambda})
 \end{aligned} \tag{3.120}$$

3.5.3.e. Restricciones

Diferencia de tensión en un tramo de línea

Desde la ecuación (3.4):

$$v_{e,t,n} - v_{e,t,An} = \ell_{e,t,n} \cdot (r_n^2 + x_n^2) - 2p_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot r_n - 2q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot x_n, \quad (3.121)$$

$$\forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.122)$$

Relajación en el flujo de potencia

Desde la ecuación (3.6):

$$(p_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 + (q_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 \leq v_{e,t,An} \cdot \ell_{e,t,n}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.123)$$

Balance de flujos entre líneas del SEP

Desde las ecuaciones (3.9) y (3.10), unidas a (3.13) y (3.14) respectivamente, se obtiene:

$$\begin{aligned} p_{e,t,n}^{\mathcal{L}} + \sum_{g \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{G}}} p_{e,t,g}^{\mathcal{G}} &= \ell_{e,t,n} \cdot r_n + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} p_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} + P_{e,t,n}^{\mathcal{D}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}} p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} p_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \\ &\quad + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{A}}}} p_{e,t,\lambda}^{\bar{\mathcal{A}}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{A}}} p_{e,t,\lambda}^{\mathcal{A}}, \\ &\quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \end{aligned} \quad (3.124)$$

$$\begin{aligned} q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} &= \ell_{e,t,n} \cdot x_n - v_{e,t,n} \cdot \left(\frac{b_n}{2} + b_n^{\mathcal{N}} \right) + \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{L}}} \left(q_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{e,t,n} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) + Q_{e,t,n}^{\mathcal{D}} + \\ &\quad + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{S}}}} q_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} + \sum_{s \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{S}}} q_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\bar{\mathcal{A}}}} q_{e,t,\lambda}^{\bar{\mathcal{A}}} + \sum_{\lambda \in \mathcal{C}_n^{\mathcal{A}}} q_{e,t,\lambda}^{\mathcal{A}}, \\ &\quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \end{aligned} \quad (3.125)$$

Flujos aportados en la subestación primaria

Desde las ecuaciones (3.15), (3.16) y considerando (3.57):

$$p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} + p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} p_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}}, \quad \forall (e, t, n^o) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o \quad (3.126)$$

$$q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o} = \sum_{\alpha \in \mathcal{C}_{n^o}^{\mathcal{L}}} \left(q_{e,t,\alpha}^{\mathcal{L}} - v_{e,t,n^o} \cdot \frac{b_{\alpha}}{2} \right) - v_{e,t,n^o} \cdot b_{n^o}^{\mathcal{N}}, \quad \forall (e, t, n^o) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N}^o \quad (3.127)$$

Restricciones de confiabilidad y seguridad

Desde la ecuación (3.17) se plantea los límites de tensión:

$$(\hat{V}_n)^2 - v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}} \leq v_{e,t,n} \leq (\check{V}_n)^2 + v_{e,t,n}^{+\mathcal{P}}, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times (\mathcal{N} \cup \mathcal{N}^o) \quad (3.128)$$

Desde las ecuaciones (3.20) y (3.21) se presentan los límites en los niveles de corriente (from / to respectivamente) como:

$$(I_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \ell_{e,t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{e,t,n} + v_{e,t,An} \cdot \left(\frac{b_n}{2}\right)^2 - q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} \cdot b_n \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.129)$$

$$(I_{e,t,n}^{\mathcal{L}})^2 = \ell_{e,t,n}^{\mathcal{L}} = \ell_{e,t,n} + b_n(q_{e,t,n}^{\mathcal{L}} - x_n \cdot \ell_{e,t,n}) + v_{e,t,n} \left(\frac{b_n}{2}\right)^2 \leq \hat{I}_n^2, \quad \forall (e, t, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{N} \quad (3.130)$$

Capacidad operacional de un SOP

Desde la ecuación (3.22) y (3.23) se tiene:

$$(p_{e,t,s}^{\mathcal{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\mathcal{S}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.131)$$

$$(p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}})^2 + (q_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}})^2 \leq (S_s^{\mathcal{S}^*})^2, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.132)$$

Pérdidas y balance de activos un SOP

Desde la ecuación (3.24) se tiene:

$$p_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} = \sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}} + \sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.133)$$

Las ecuaciones (3.29) y (3.30) modelan las pérdidas por convertidor como:

$$\sigma_{e,t,s}^{\mathcal{S}} = c_s^{\mathcal{S}} + a_s'^{\mathcal{S}} \cdot \ell_{e,t,s}^{\mathcal{S}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.134)$$

$$\sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} = c_s^{\bar{\mathcal{S}}} + a_s'^{\bar{\mathcal{S}}} \cdot \ell_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}, \quad \forall (e, t, s) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \quad (3.135)$$

Relajación en el flujo de potencia a través de un SOP

Desde la ecuación (3.33) y (3.34) se tiene:

$$(p_{e,t,s}^{\mathcal{S}})^2 + (q_{e,t,s}^{\mathcal{S}})^2 \leq \ell_{e,t,s}^{\mathcal{S}} \cdot v_{e,t,An}, \quad \forall (e, t, s, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\mathcal{S}} \quad (3.136)$$

$$(p_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}})^2 + (q_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}})^2 \leq \ell_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}} \cdot v_{e,t,n}, \quad \forall (e, t, s, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \mathcal{S} \times \mathcal{C}_s^{\bar{\mathcal{S}}} \quad (3.137)$$

Capacidad operacional de un posible SOP

Desde las ecuaciones (3.49) , (3.50) , (3.52) y (3.53) se tiene:

$$S_{\lambda}^{\Lambda^*} \leq \mu_{\lambda} \cdot \hat{S}_{\lambda}^{\mathcal{K}^*}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.138)$$

$$\mu_{\lambda} \cdot \check{S}^{\mathcal{K}^*} \leq S_{\lambda}^{\Lambda^*}, \quad \forall \lambda \in \Lambda \quad (3.139)$$

$$(p_{e,t,\lambda}^{\Lambda})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\Lambda})^2 \leq (S_{\lambda}^{\Lambda^*})^2, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.140)$$

$$(p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 + (q_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}})^2 \leq (S_{\lambda}^{\Lambda^*})^2, \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.141)$$

Pérdidas de posible SOP

Desde la ecuación (3.56) se tiene:

$$p_{e,t,\lambda}^{\Lambda} + p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}} = 2 \cdot S_{\lambda}^{\Lambda^*} \cdot \left([(1 - \check{\eta}_{\lambda}^{\Lambda}) - \hat{c}_{\lambda}^{\Lambda}] \cdot f + \hat{c}_{\lambda}^{\Lambda} \right), \quad \forall (e, t, \lambda) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \quad (3.142)$$

Límites en variables

$$0 \leq v_{e,t,n}, 0 \leq v_{e,t,n}^{-\mathcal{P}}, 0 \leq v_{e,t,n}^{+\mathcal{P}}, 0 \leq \ell_{e,t,n}, 0 \leq p_{e,t,g}^{\mathcal{G}} \leq \hat{P}_g^{\mathcal{G}}, \check{P}^{\mathcal{G}^o} \leq p_{e,t,n^o}^{-\mathcal{G}^o} \leq 0 \quad (3.143)$$

$$0 \leq p_{e,t,n^o}^{+\mathcal{G}^o} \leq \hat{P}^{\mathcal{G}^o}, \check{Q}^{\mathcal{G}^o} \leq q_{e,t,n^o}^{\mathcal{G}^o} \leq \hat{Q}^{\mathcal{G}^o}, 0 \leq \ell_{e,t,s}^{\underline{\mathcal{S}}}, 0 \leq \ell_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}, 0 \leq \sigma_{e,t,s}^{\underline{\mathcal{S}}}, \sigma_{e,t,s}^{\bar{\mathcal{S}}}, 0 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\Lambda} \quad (3.144)$$

$$0 \leq \ell_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}}, 0 \leq \ell_{e,t,\lambda,k}^{\mathcal{K}}, 0 \leq \ell_{e,t,\lambda,k}^{\bar{\mathcal{K}}}, 0 \leq \sigma_{e,t,\Lambda}^{\Lambda}, \sigma_{e,t,\lambda}^{\bar{\Lambda}} \quad (3.145)$$

Capítulo 4

Casos de estudio

En este capítulo se presenta la información preliminar disponible, como redes distribución, curvas de generación fotovoltaica, parámetros de eficiencia de un SOP y costos asociados a la implementación de SOP. esta es utilizada como base para crear los casos de estudios y probar los modelos disponibles; sin embargo, los datos como la eficiencia y costos asociados a los SOP son ligeramente variables en cada caso, rescatando las diferencias que puedan existir con respecto a las obras complementarias que son necesarias para la instalación de un SOP, como por ejemplo el largo de los alimentadores, mayores necesidades de refrigeración, mayores necesidades de espacio, entre otras.

En la segunda parte del capítulo se presentan tres casos de estudio que son formulados a partir de la información preliminar y que posteriormente son evaluados con los modelos de la Sección 3.5.

4.1. Información preliminar

4.1.1. Redes disponibles

Se dispone de cuatro topologías de redes en media tensión; tres de ellas son recursos de la IEEE [15] y la restante está disponible en la librería de MATPOWER.

4.1.1.a. IEEE 4 node test feeder

La red es un alimentador de cuatro barras, donde el primer tramo (1-2) es de 12.4 kV y el segundo tramo (3-4) es de 4.16 kV, estos se conectan a través de un transformador en las barras 2 y 3, en Fig. 4.1 se presenta la red:

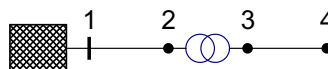


Figura 4.1: Topología caso de 4 barras.

4.1.1.b. IEEE 34 node test feeder

La red en cuestión es un SEP de 34 barras con una tensión nominal de 24.9 kV; sin embargo, destaca el tramo (21-22) con un extenso alimentador en 4.16 kV. En la Fig. 4.2 se presenta la topología de la red.

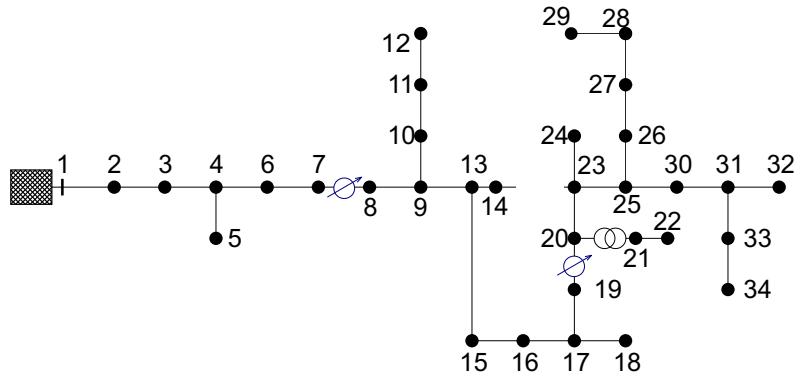


Figura 4.2: Topología caso de 34 barras.

4.1.1.c. IEEE 125 node test feeder

Este sistema es una variación del sistema de 123 barras de la IEEE y cuenta con 125 barras que operan a 4.16 kV. Destaca el número de barras y que su capacidad de carga es muy sensible a elementos utilizados para la regulación de tensión.

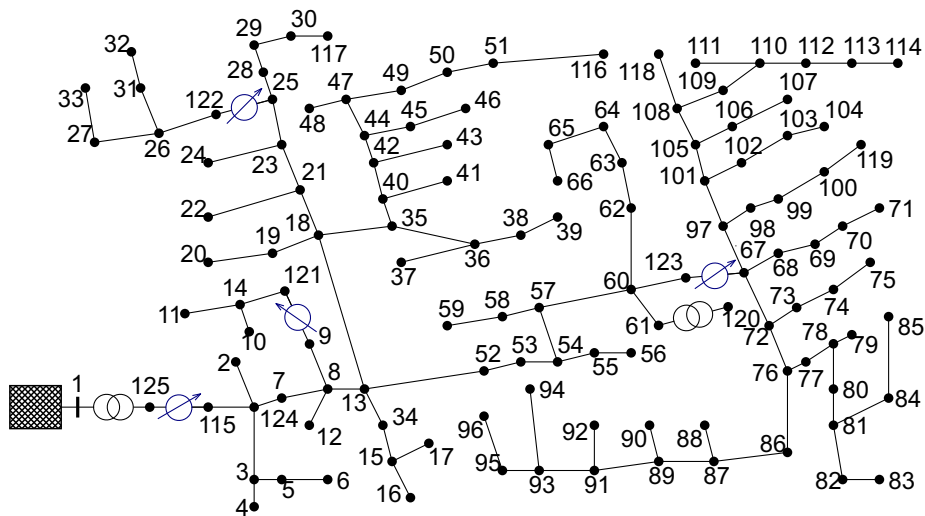


Figura 4.3: Topología caso de 125 barras.

4.1.1.d. IEEE case 33 bus distribution system from Baran & Wu

Esta topología se encuentra en la librería de MATPOWER y está compuesta por 33 barras en 12.66 kV. Se encuentra preparada para cargas balanceadas y es presentada con alternativas de reconfiguración de red.

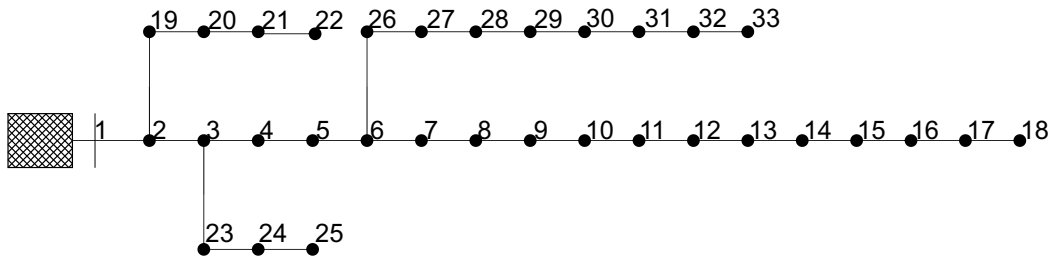


Figura 4.4: Topología caso de 33 barras.

4.1.2. Caracterización de la demanda y generación distribuida

La caracterización de la demanda fue tomada desde curvas existentes en los sistemas de 4, 34 y 123 barras, esta información está disponible en el anexo A.3. Para establecer un nivel de carga se aplicó un factor de escalabilidad, que genera niveles con mayor demanda y, en consecuencia, escenarios que necesiten de la implementación de SOP.

Las curvas de carga para el sistema de 33 barras fueron obtenidas realizando combinaciones aleatorias de las curvas antes mencionadas. Para la creación del nivel de carga base se consideró que el promedio de demanda anual fuera igual al nivel de demanda presentado en la librería de MATPOWER, es decir, cada barra tiene un promedio de carga anual igual a la demanda presentada en la librería. De este modo, se establece una variabilidad en torno a condiciones previamente definidas.

4.1.2.a. Caracterización de las unidades de generación distribuida PMGD

Se han creado un total de 18 simulaciones para la generación distribuida, de las cuales 13 corresponden a PMGD de centrales fotovoltaicas y 5 a centrales de generación eólica.

Los PMGD fueron simulados de manera estratégica en sectores urbanos y rurales de la región de Coquimbo, para ser más exactos entre las ciudades de La Serena, Coquimbo y alrededores.

4.1.2.a.1 Generadores fotovoltaicos

Para obtener las curvas de disponibilidad energética se simuló instalaciones fotovoltaicas, utilizando el explorador solar del Ministerio de Energía de Chile [16]. En la Fig. 4.5 se puede ver una

imagen del área de simulación.

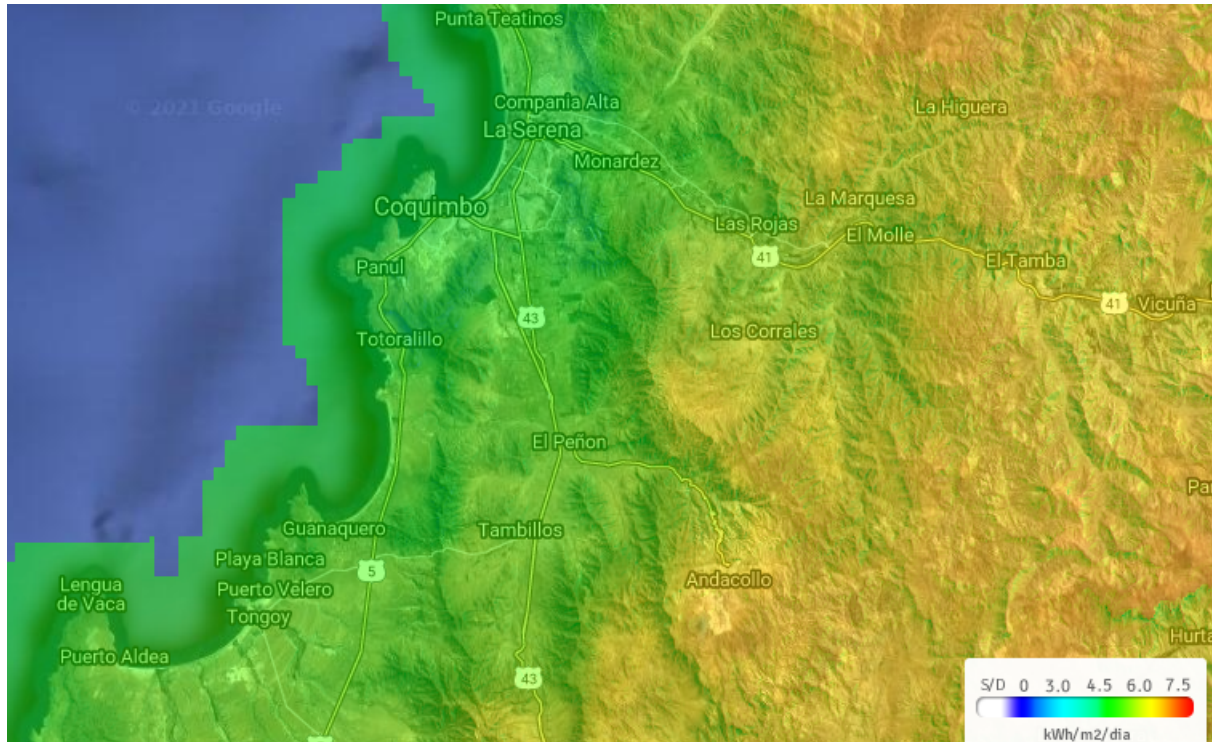


Figura 4.5: Perfil de irradiación solar en los alrededores de La Serena y Coquimbo.

El detalle de la información se encuentra en el anexo A y la descripción de la información en la sección A.2.1 y los archivos en la sección A.3.

El explorador solar dispone de un modelo básico para el cálculo de potencia basado en la herramienta PVWatts Dobos, del Laboratorio Nacional de Energías Renovables [16], con la cual se simula el comportamiento de los PMGD desde el año 2004 hasta el 2016, recolectando datos horarios para la generación fotovoltaica que se genera a través de un promedio de valores instantáneos que fueron tomados cada 10 minutos, en kWh, entre otros valores. En la Tabla 4.1, se presenta la capacidad instalada de los PMGD simulados.

Generador	Capacidad Instalada kW
1	100
2	200
3	150
4	150
5	150
6	300
7	200
8	200
9	400
10	200
11	500
12	1000
13	850

Tabla 4.1: Capacidad instalada de los distintos PMGD fotovoltaicos.

4.1.2.a.2 Generadores eólicos

En el perfil de velocidad del viento mostrado en la Fig. 4.6 se aprecia que la zona al sur de Tongoy presenta las condiciones necesarias para la implementación de aerogeneradores.

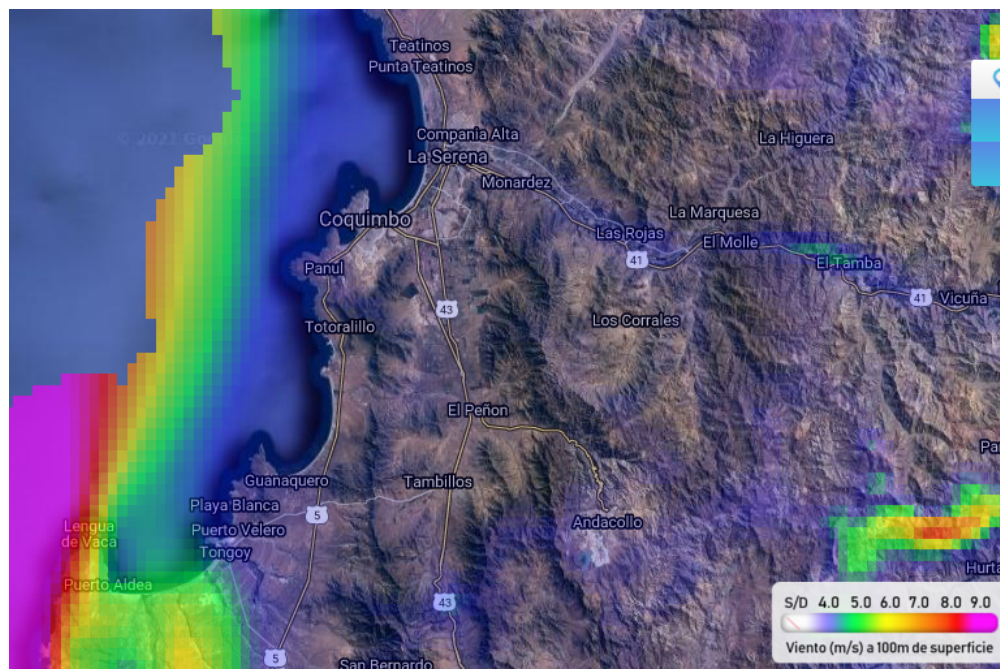


Figura 4.6: Perfil para la velocidad del viento en los alrededores de La Serena y Coquimbo.

La simulación y recolección de datos se realizó con el método de reconstrucción de datos MERRA-2, la cual cruza la curva de eficiencia del aerogenerador con la velocidad del viento. Esto es realizado de manera interna por el explorador eólico del ministerio [17], que cuenta con características de algunos aerogeneradores, permitiendo obtener las curvas de disponibilidad de potencia para los PMGD eólicos.

En la Tabla 4.2 se presentan las características de las turbinas simuladas:

Generador	Modelo	Capacidad instalada kW
1	Aeronautica 29-225	225
2	Windflow 500	500
3	EWT DW54 500	500
4	Dewind D9.1	2000
5	Awe 52-900	900

Tabla 4.2: Capacidad Instalada de los distintos PMGD eólico.

4.1.3. Características de los SOP

Las características de los SOP se basan en la información disponible en [2] y [12]. En este último documento se presentan los coeficientes de pérdidas para una línea HVDC, introducida en la Tabla 4.3.

Coeficiente	Valor
c^S	1.1 %
b^S	0.28 %
a^S	0.43 %

Tabla 4.3: Factores de pérdida típicos para una línea de HVDC.

En las Fig. 4.7 y Fig. 4.8 es posible observar las pérdidas en función de la corriente y el cuadrado de la corriente del convertidor, respectivamente.

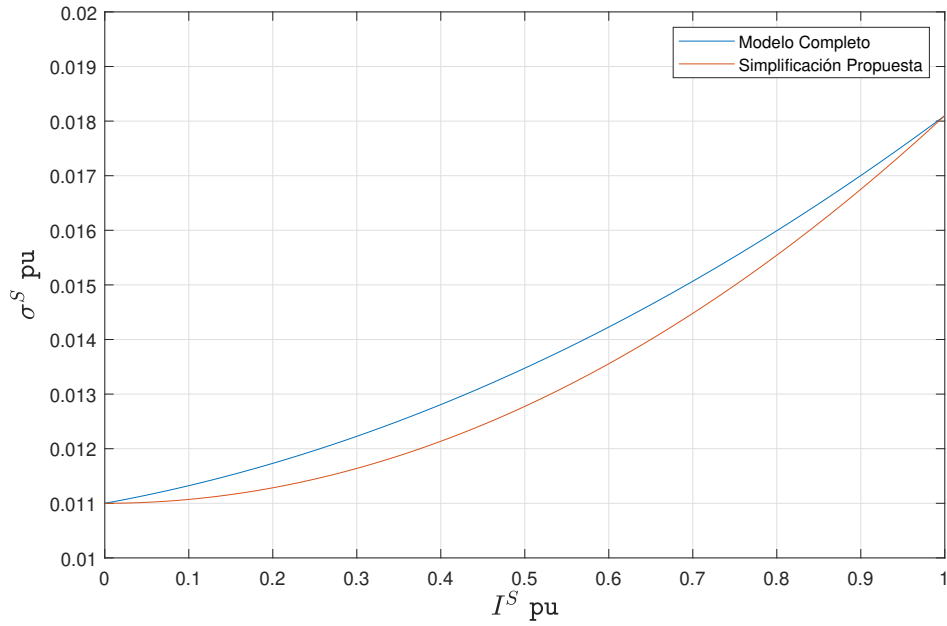


Figura 4.7: Pérdidas VSC en función de la corriente.

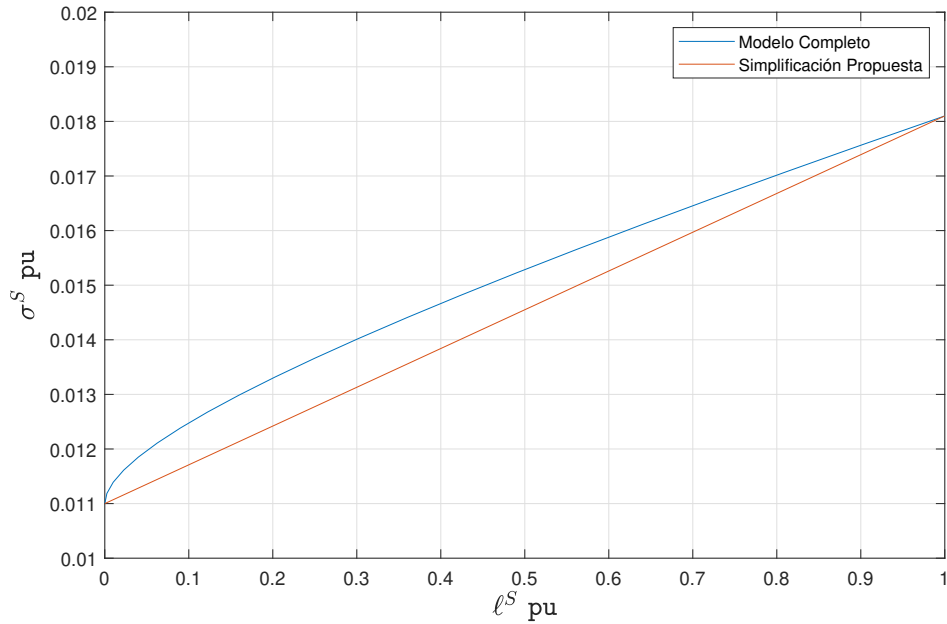


Figura 4.8: Pérdidas VSC en función del cuadrado de la corriente.

Según los datos de la Tabla 4.3, existe una eficiencia de $\eta^S = 98,19\%$ y pérdidas constantes de $c^S = 1,1\%$, por lo cual los parámetros de los SOP utilizados en las simulaciones serán en torno a estos datos.

4.1.3.a. Costos de inversión en SOP

Los costos de inversión varían en torno a 152.000 USD para un SOP de 1 MVA [1]. Este valor nos entrega un costo total de implementación; sin embargo, en la práctica la implementación de un SOP está sujeta a costos variables y fijos.

Costos por MVA	Costo Total	Costos Fijos	Costos Variables
SOP 1 MVA	152.000	15.200	136.800

Tabla 4.4: Costo para un SOP de 1 MVA (en USD).

En la Tabla 4.4 se presenta la separación de costos para la implementación de un SOP y en la Fig. 4.9 se presenta el comportamiento de costos para un conjunto de SOP con capacidades de entre 250 y 1000 kVA.

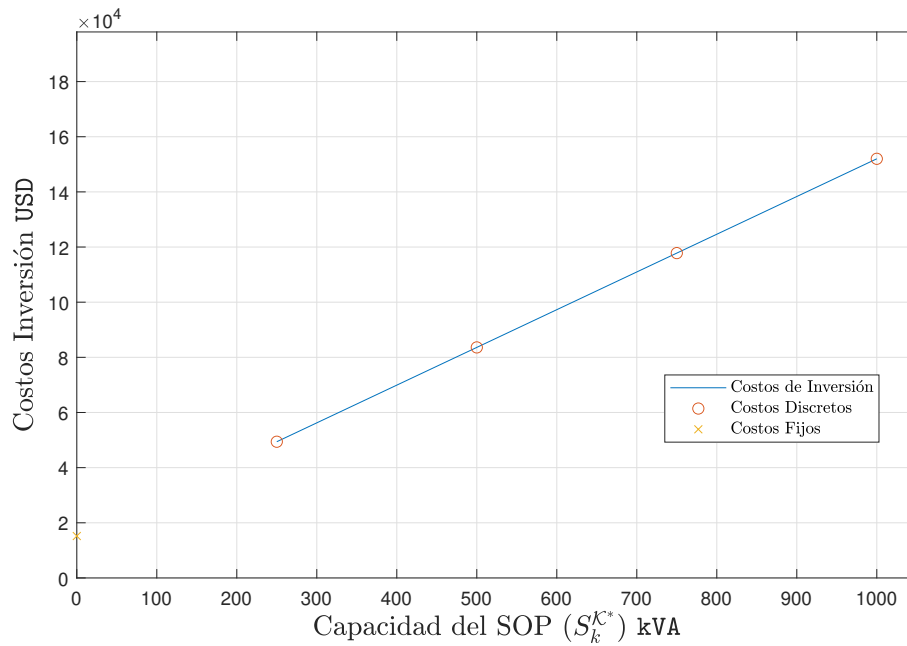


Figura 4.9: Costos de inversión por fase.

De esta manera se puede establecer que la instalación de un SOP tiene costos fijos (C_{λ}^{F}) cercanos a 15.200 USD y costos variables C_{λ}^V cercanos a 136.8 USD/kVA, en consecuencia, los coeficientes de costos utilizados en los casos de estudio de este trabajo son ligeramente variables con respecto a los presentados en estos párrafos.

4.2. Casos de estudio

En este trabajo se presentan tres casos de estudio, estos son creados a partir de la información de la Sección 4.1. Cada caso es simulado con el modelo OPF-MP de la Sección 3.5.1 evaluando el comportamiento de la tensión en las barras del sistema para distintos niveles de carga, cuando el sistema tiene falencias operacionales se aplican metodologías que utilizan los modelos de localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

4.2.1. Caso 1: IEEE case 33 distribution system from Bran & Wu

En este caso se utiliza la topología de 33 barras con la incorporación de PMGD eólicos y fotovoltaicos. Su ubicación se presenta en la Tabla 4.5.

Generador asignado ¹	Barra de conexión	Tipo	Capacidad instalada $\times$ fase kW
10	10	Fotovoltaico	80
11	13	Fotovoltaico	200
12	16	Fotovoltaico	400
13	17	Fotovoltaico	340
1	27	Eólico	180
3	30	Eólico	400
4	33	Eólico	1600

Tabla 4.5: Información de conexión para los generadores.

Se consideran 3×8760 escenarios en la generación distribuida, estos corresponden a las curvas MPP de los años 2004, 2008 y 2012.

En la Fig. 4.10 es posible observar la configuración de red propuesta con la incorporación de los PMGD.

¹Generadores asignados según la lista de archivos de la carpeta “Generadores_SOLAR” y “Generadores_EOLICOS” (A.2.1)

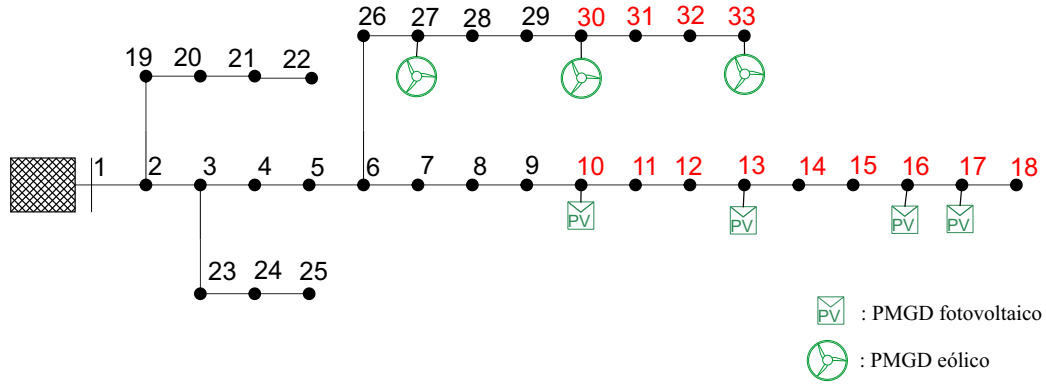


Figura 4.10: Configuración previa del sistema de 33 barras.

4.2.1.a. Análisis previo

Utilizando el modelo OPF-MP (Sección 3.5.1), se estudia el comportamiento del sistema en distintos niveles de demanda, determinando un estado de carga máximo, desde el cual se entiende que el sistema funciona al 100 %, sin la implementación de SOP y con una baja probabilidad de que se violen las restricciones de tensión.

Para el caso de estudio se aumenta la demanda en las barras hasta un 130 %, obteniendo:

$$\max \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} P_{n,t}^{\mathcal{D}} : \{\forall t \in \mathcal{T}\} \right) = 5,76 \text{ MW} \quad (4.1)$$

$$\max \left(\sum_{g \in \mathcal{N}} P_{g,t}^{\mathcal{G}} : \{\forall t \in \mathcal{T}\} \right) = 2,98 \text{ MW} \quad (4.2)$$

en la misma línea, se presenta una fuerte penetración de energías renovables, con un 52 % respecto a la demanda máxima del sistema. Además, se crean sectores con bajos niveles de tensión, (nodos destacados en rojo en la Fig. 4.10), ya que en el horario de alta demanda la disponibilidad energética de los PMGD fotovoltaicos es mínima o inexistente. La Fig. 4.11 se puede apreciar que en la hora 8684 se alcanza el máximo de demanda y que la generación distribuida es muy baja, por lo cual se tienen bajos niveles de tensión y una mala calidad de servicio.

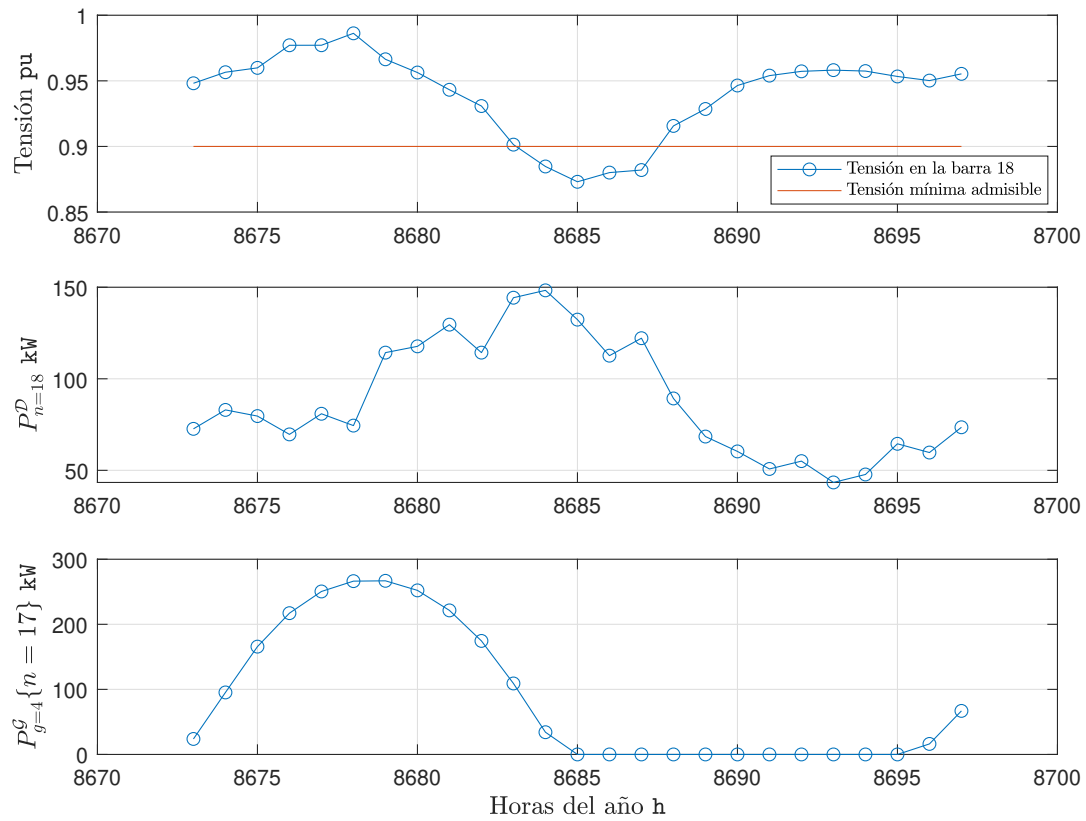


Figura 4.11: Comportamiento de la tensión en la barra 18, demanda en la barra 18 y generación del PMGD conectado en la barra 17.

En la Fig. 4.12 es posible apreciar que el comportamiento de la generación fotovoltaica en la barra 17 desaparece en la hora 8685. En cambio, en la generación eólica de la barra 33 tenemos una disponibilidad de energía importante de 220 kW, por lo cual dicha disponibilidad puede ser útil para enfrentar los bajos niveles de tensión en el sistema.

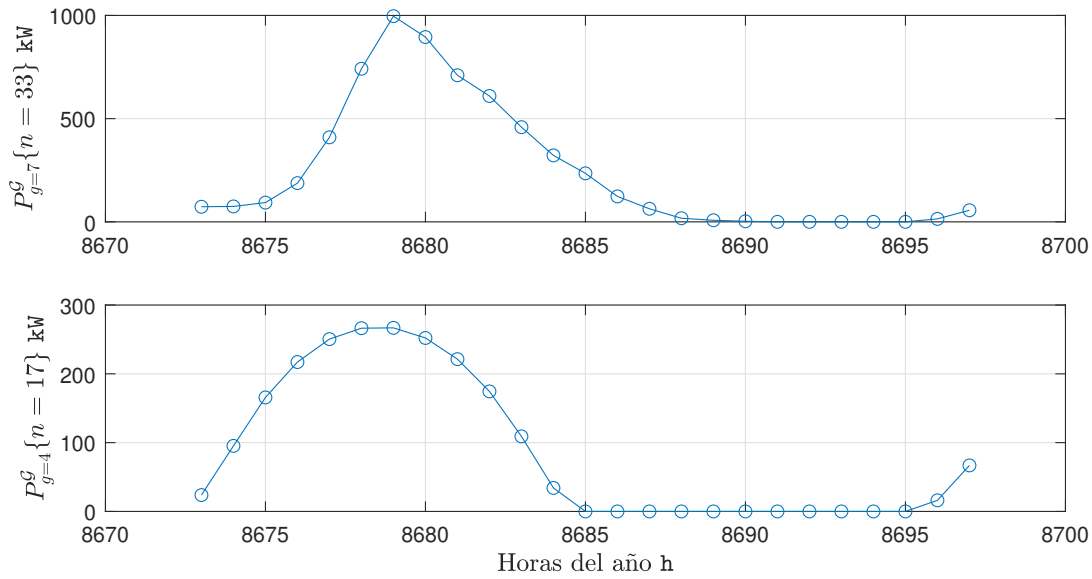


Figura 4.12: Comparación PMGD barra 17 y barra 33.

4.2.1.b. Implementación de nuevos SOP

Desde las Fig. 4.11 y Fig. 4.12 se prevé un funcionamiento con bajos niveles de tensión y sin aprovechar de manera óptima la energía disponible en algunos PMGD. Para solucionar estos inconvenientes se hace uso del modelo LYDDC disponible en la Sección 3.5.2, a un nivel de carga del 130 %, considerando además 3 curvas anuales de generación distribuida y las ubicaciones de los posibles SOP.

La factibilidad para implementar un SOP debe estar basada en un levantamiento previo, donde se evalúan condiciones técnicas y geográficas. Si se asume que estas condiciones se cumplen, es posible detallar las ubicaciones ($\{\lambda, An, n\}$), costos fijos (C_{λ}^F), variables (C_{λ}^V) y vida útil (y_{λ}) de los posibles SOP, como se muestra en la Tabla 4.6.

λ	An	n	N_{λ}^K	C_{λ}^V USD/MVA	C_{λ}^F USD	y_{λ} AÑOS
1	33	18	4	136800	13410	20
2	25	11	4	139100	15030	20
3	22	26	4	134900	16680	20
4	30	13	4	136700	13590	20

Tabla 4.6: Características de localización y costo de los posibles SOP.

La Tabla 4.7 muestra las características de eficiencia y pérdidas en vacío y la Tabla 4.8 presentan las capacidades de los posibles SOP.

λ	$\eta_1 \dots \eta_{N_\lambda}^\Lambda [-]$				$c_1 \dots c_{N_\lambda}^\Lambda [-]$			
1	0.975	0.975	0.975	0.975	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011
2	0.891	0.891	0.891	0.891	0.0013	0.0013	0.0013	0.0013
3	0.985	0.985	0.985	0.985	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011
4	0.982	0.982	0.982	0.982	0.0011	0.0011	0.0011	0.0011

Tabla 4.7: Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.

λ	$S_1^{K*} \dots S_{N_\lambda}^{K*}$ MVA			
1	0.25/3	0.5/3	0.75/3	1/3
2	0.25/3	0.5/3	0.75/3	1/3
3	0.25/3	0.5/3	0.75/3	1/3
4	0.25/3	0.5/3	0.75/3	1/3

Tabla 4.8: Características de capacidad monofásica de los posibles SOP.

La aplicación del modelo resuelve que la mejor solución según las alternativas es la inversión en dos SOP; uno de 750 kVA que debe ser instalado entre las barras 18 y 33 y otro de 500 kVA que debe ser instalado entre las barras 30 y 13. La Fig. 4.13 muestra la configuración final de la red. Esta opción tiene un costo de inversión anual de 21.034 USD y la capacidad de total de los SOP implementada contempla un 7.23 % con relación a la demanda máxima del sistema.

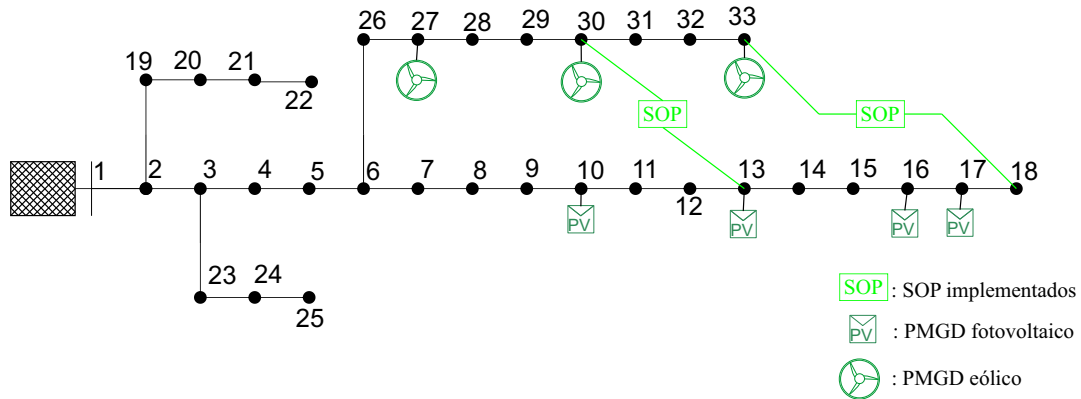


Figura 4.13: Solución para la implementación de SOP.

4.2.2. Caso 2: IEEE 34 Node Test Feeder y IEEE 4 Node Test Feeder

Para el siguiente caso de estudio se consideran dos sistemas de distribución que se encuentren relativamente cerca, en la Fig. 4.14 se presenta la topología del caso, donde las primeras 34 barras corresponden a un sistema distribución y las barras 35, 36, 37 y 38 corresponde a un alimentador cercano perteneciente a otro sistema. En la Tabla 4.9 se muestran las características de la generación distribuida. Para cada generador se consideran 3 curvas MPP anuales, correspondientes a los años 2004, 2008 y 2012.

Número	Asignación en carpeta ¹	Tipo	Barra de conexión	Capacidad× fase kW
1	1	Fotovoltaico	4	40
2	2	Fotovoltaico	6	80
3	3	Fotovoltaico	11	60
4	4	Fotovoltaico	12	60
5	5	Fotovoltaico	23	60
6	6	Fotovoltaico	24	120
7	7	Fotovoltaico	29	80
8	10	Fotovoltaico	36	500
9	11	Fotovoltaico	37	1000
10	12	Fotovoltaico	38	500

Tabla 4.9: Asignación de los generadores para el sistema de 34+33 barras.

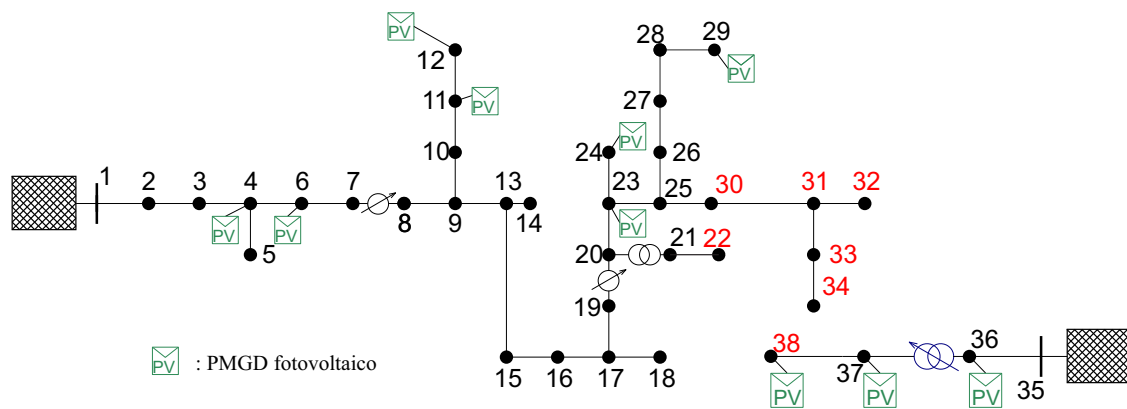


Figura 4.14: Sistema de 34 y 4 barras.

¹Generadores asignados según la lista de archivos de la carpeta “Generadores_SOLAR”.

4.2.2.a. Análisis previo

Se considera que los sistemas están al 100 % de demanda para un nivel de funcionamiento tal que para un mayor consumo se producen violaciones en los límites de tensión. Desde este punto se sobrecargan los sistemas, en concreto, el sistema de 34 barras se exige un 30 % y el de 4 barras un 5 %.

Para este caso de estudio, se tiene en el sistema:

Subsistema	34 barras	4 barras
$\max\{\sum_{n \in \mathcal{N}} P_{t,n}^{\mathcal{D}} : t \in \mathcal{T}\}$	849 kW	4158 kW
$\max\{\sum_{n \in \mathcal{G}} \hat{P}_{e,t,g}^{\mathcal{G}} : \{e, t\} \in \mathcal{E} \times \mathcal{T}\}$	415 kW	1166 kW
máxima penetración ERNC	49 %	40 %

Tabla 4.10: Características de demanda y penetración ERNC del sistema.

Desde la Tabla 4.10 podemos entender que el sistema de 4 barras tiene más demanda y más generación (generadores de mayor capacidad).

En la Fig. 4.14 se destaca, en rojo, las barras del sistema que presentan bajos niveles de tensión; mientras que en la Fig. 4.15 se muestra el comportamiento de la tensión en algunos nodos de la red.

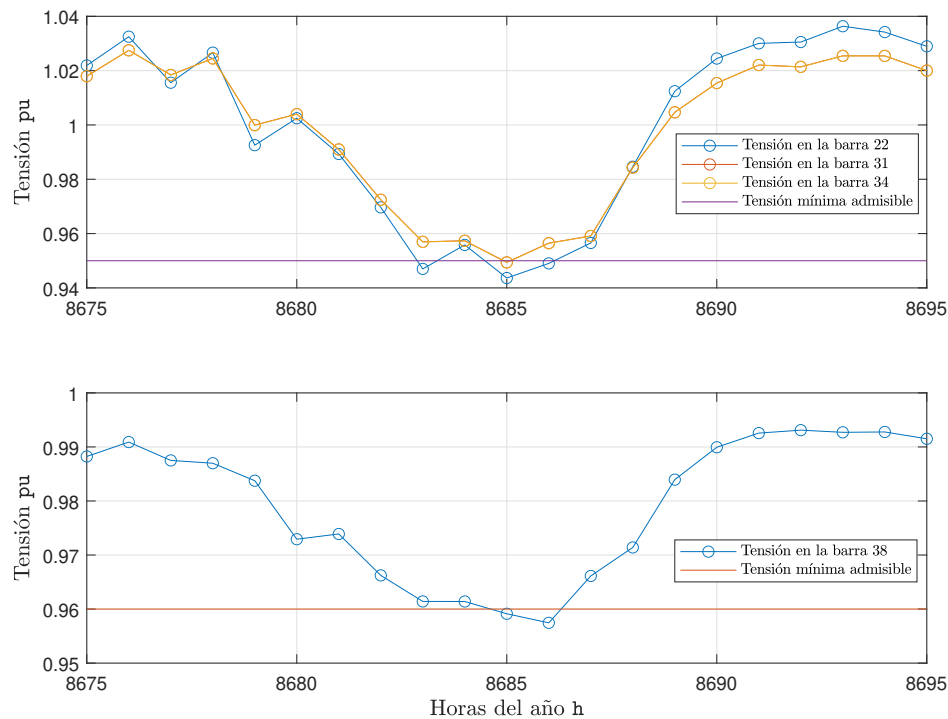


Figura 4.15: Niveles de tensión críticos del sistema.

4.2.2.b. Implementación de nuevos SOP

Para solucionar los inconvenientes presentados en la Sección anterior se considera la implementación de SOP, por lo que en la Tabla 4.11 se muestran las posibles localizaciones; en la Tabla 4.12 las características de eficiencia y pérdidas en vacío; y en la Tabla 4.13 las capacidades.

λ	An	n	N_{λ}^K	C_{λ}^V USD/MVA	C_{λ}^F USD	y_{λ} AÑOS
1	22	33	6	153000	14000/3	10
2	34	37	6	153000	17000/3	10
3	21	38	6	151000	19500/3	10
4	18	21	6	154000	19500/3	10
5	18	38	6	144000	13590/3	10

Tabla 4.11: Características de localización y costo de los posibles SOP.

λ	$\eta_1 \dots \eta_{N_{\lambda}^K}^{\Lambda} [-]$						$c_1 \dots c_{N_{\lambda}^K}^{\Lambda} [-]$					
1	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015	0,0015
2	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,96	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012	0,0012
3	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,92	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013
4	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010	0,0010
5	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013	0,0013

Tabla 4.12: Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.

λ	$S_1^{K*} \dots S_{N_{\lambda}^K}^{K*}$ MVA					
1	0,05/3	0,1/3	0,15/3	0,2/3	0,25/3	0.3/3
2	0,05/3	0,1/3	0,15/3	0,2/3	0,25/3	0.3/3
3	0,05/3	0,1/3	0,15/3	0,2/3	0,25/3	0.3/3
4	0,05/3	0,1/3	0,15/3	0,2/3	0,25/3	0.3/3
5	0,05/3	0,1/3	0,15/3	0,2/3	0,25/3	0.3/3

Tabla 4.13: Capacidades de los posibles SOP.

La aplicación directa del modelo LYDDC puede llegar a ser muy exigente para una computadora convencional, por lo cual se plantea un esquema que permita reducir el número de escenarios y el número de combinaciones para las posibles capacidades de los SOP.

4.2.2.b.1 Esquema de reducción

El esquema para resolver el problema se plantea en la Fig. 4.16, en este se destacan cuatro funciones de criterios para manejar la información disponible: F1, F2, F3 y F4.

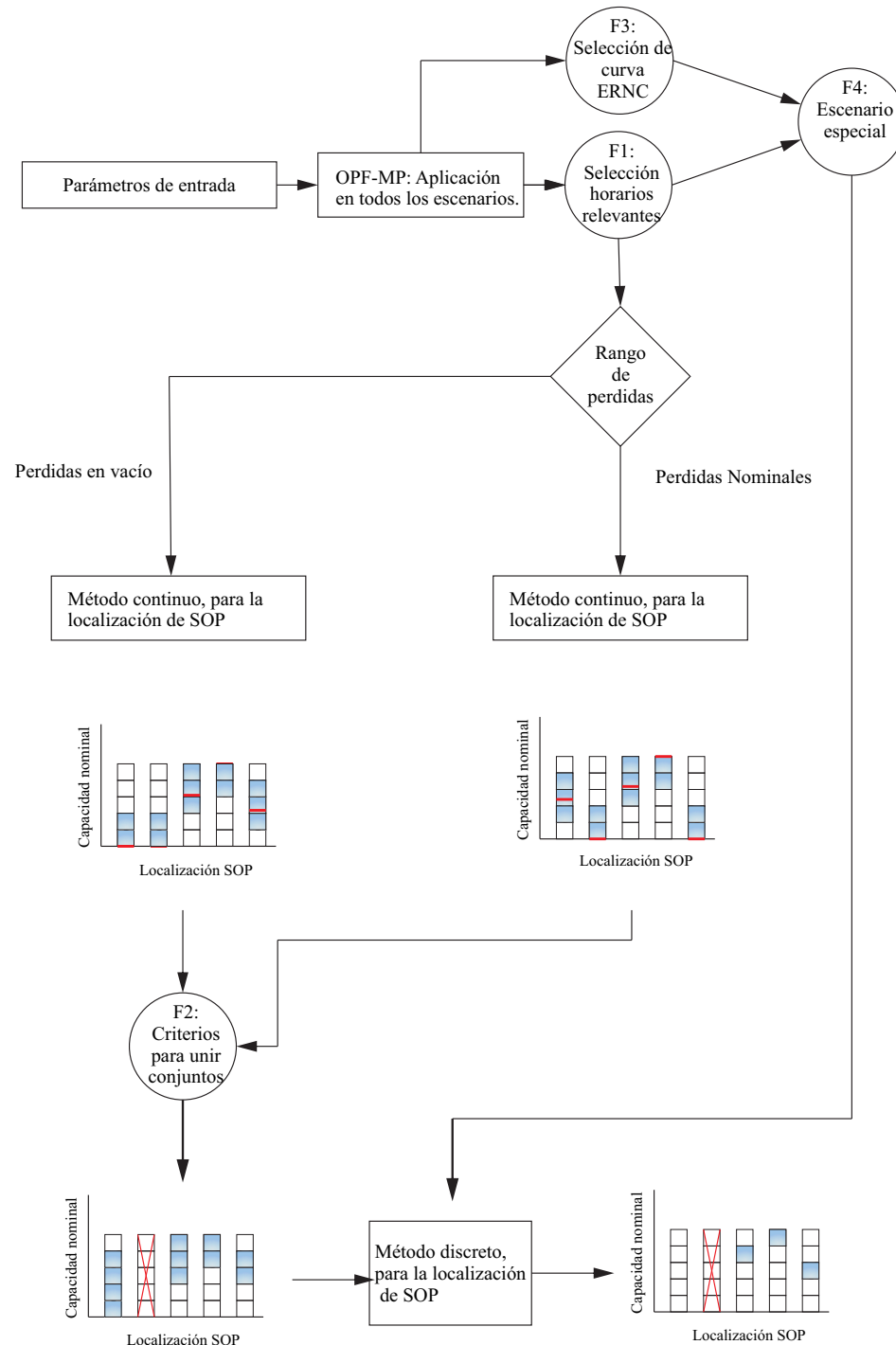


Figura 4.16: Esquema para la búsqueda de solución.

Los parámetros de entrada corresponden a la información del sistema eléctrico como curvas de demanda, disponibilidad energética de los PMGD e información técnica para la implementación de los SOP. En primer lugar, se resuelve el OPF-MP para todas las curvas de generación distribuida, tres en este caso, sin considerar los posibles SOP. Las soluciones obtenidas son analizadas por la función F1, la que encuentra los bloques horarios con penalización de tensión, creando un conjunto de eventos $\mathcal{T}^{F1}$:

$$(t^* \in \mathcal{T}^{F1}) : v_{t^*,n}^{+P} \wedge v_{t^*,n}^{+P} \geq 0 \quad \forall (n \in \mathcal{N})$$

De esta manera se genera un nuevo conjunto de escenario que contiene los eventos críticos de los conjuntos iniciales. Este es resuelto dos veces con el modelo LYDCC de la Sección 3.5.3; en la primera simulación no se consideran las pérdidas en los posibles SOP y en la segunda se consideran pérdidas constantes y nominales.

La función F2 utiliza las dos soluciones obtenidas del modelo LYDCC para crear un conjunto reducido en torno a ellas, para ello se seleccionan a lo más 3 variables binarias por localización. La opción central es escogida en función a la capacidad menor o igual resuelta por el método continuo y desde esta opción se amplía el conjunto al de mayor y menor capacidad. Este proceso será aplicado a las dos soluciones del método continuo y, si en ambos casos no se implementan SOP para una localización, esta es eliminada. Finalmente se unen ambos conjuntos de posibles capacidades. La función F3 selecciona una de las curvas anuales de generación distribuida: puede ser la que provoque mayores pérdidas, la que tenga pérdidas más conservadoras (mediana) o la que tenga más penalizaciones de tensión. En este caso se seleccionó el año con pérdidas en la mediana, es decir:

$$(t^* \in \mathcal{T}^{F3}) = (t \in \mathcal{T} \times \mathcal{E}')$$

donde $\mathcal{E}'$ es la curva de generación distribuida con pérdidas en la mediana.

La función F4 unirá el año seleccionado por F3 con los eventos obtenidos desde F1, creando el conjunto $\mathcal{T}^{F4}$ que contiene la variabilidad de un año más los eventos desfavorables en otras condiciones de generación renovable, es decir:

$$\mathcal{T}^{F4} = \mathcal{T}^{F1} \cup \mathcal{T}^{F3} = \mathcal{T}^{F1} + \mathcal{T}^{F3} - (\mathcal{T}^{F1} \cap \mathcal{T}^{F3})$$

donde $\mathcal{T}^x$ es el conjunto horario creado por las funciones F1, F3 o F4.

En este contexto, se tendrá un conjunto que puede tener más 8760 horas, lo que no es representativo. Para evitarlo se considera que el peso horario $\pi_{(e=1),t}$ es:

$$\pi_{(e=1),t} = \begin{cases} 1 & \text{si } t \in \mathcal{T}^{F3} - (\mathcal{T}^{F1} \cap \mathcal{T}^{F3}) \\ \frac{\#(\mathcal{T}^{F1} \cap \mathcal{T}^{F3})}{\#(\mathcal{T}^{F1})} & \text{si } t \in \mathcal{T}^{F1} \end{cases}$$

De manera que si se realiza una suma en los pesos se obtiene:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}^{F4}} \pi_{(e=1),t} = 8760$$

Con estas consideraciones, se formulan los escenarios a simular, donde F2 entregaría la información técnica de los posibles SOP y F4 la información de curvas de carga y disponibilidad energética de los PMGD, creando un caso de estudio donde se consideran 11 variables binarias y 8783 escenarios, de los cuales 23 corresponden a eventos producidos por otras curvas de generación.

En la Tabla 4.14 se presentan las alternativas y capacidades que serán consideradas en este caso de estudio.

λ	An	n	N_{λ}^k	S_1^{K*} MVA	S_2^{K*} MVA	S_3^{K*} MVA	S_4^{K*} MVA
1	22	33	3	0.05/(3)	0.1/(3)	0.15/(3)	[-]
3	21	38	4	0.05/(3)	0.1/(3)	0.15/(3)	0.2/(3)
5	18	38	4	0.05/(3)	0.1/(3)	0.15/(3)	0.2/(3)

Tabla 4.14: SOP considerados para el caso de estudio.

Con estas nuevas condiciones se aplica el modelo LYDDC de la Sección 3.5.2 y se obtiene que la solución óptima es la implementación de 2 SOP, como lo muestra la Tabla 4.15.

λ	An	n	η^{Λ}	c^{Λ}	S^{K*} MVA	Costos inversión Anual USD
1	22	33	0.92	0.0015	0.15/3	1835
5	18	38	0.94	0.0013	0.2/3	2105
					Total	3941

Tabla 4.15: Resultados para la localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

En la Fig. 4.17 se presenta la topología final, donde uno de los SOP ofrece una interconexión suave entre los sistemas, permitiendo la trasferencia de activos de manera suave, aunque los puntos de conexión tengan referencias angulares distintas.

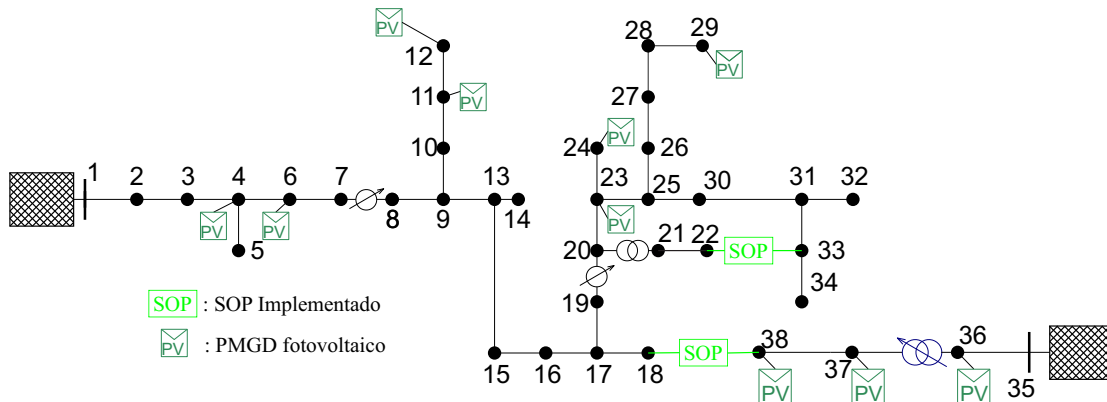


Figura 4.17: Sistema de 34 y 33 barras con configuración de SOP óptima.

4.2.3. Caso 3: IEEE 125 Node Test Feeder

En la topología de 125 barras se consideran 13 PMGD fotovoltaicos y un SOP existente de 200/3 kVA, con una eficiencia nominal del 98 % y pérdidas en vacío del 0.11 % que se encuentra conectado entre las barras 17 y 95. Debido a que este sistema es el que incorpora una mayor cantidad de nodos dentro de los analizados en este documento, se decide considerar tan solo una curva de generación distribuida, la que corresponde al año 2012 y los generadores están asignados en la red como se resume en la Tabla 4.16. En la Fig. 4.18 se muestra la topología en cuestión.

Nº del generador	Asignación en carpeta ¹	Barra de conexión	Capacidad Instalada kW/fase
1	1	13	25
2	2	18	50
3	3	33	38
4	4	117	38
5	5	52	38
6	6	95	75
7	7	66	50
8	8	116	50
9	9	118	100
10	10	114	50
11	11	119	125
12	12	75	250
13	13	85	210

Tabla 4.16: Generadores fotovoltaicos asignados al sistema de 125 barras.

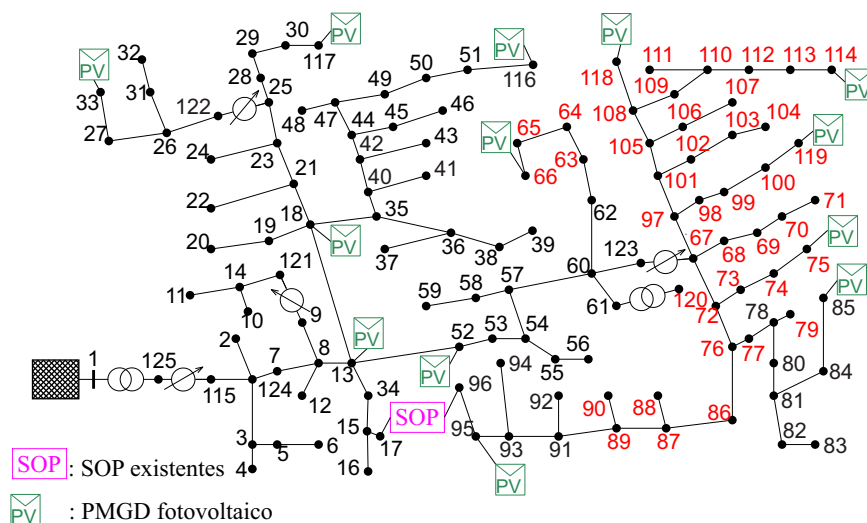


Figura 4.18: Sistema de 125 barras y ubicación de los PMGD.

¹Generadores asignados según la lista de archivos de la carpeta “Generadores_SOLAR” (A.2.1).

4.2.3.a. Análisis previo

Con el modelo OPF-MP de la Sección 3.5.1 se analiza el comportamiento del sistema ante distintos niveles de carga, se establece el nivel de funcionamiento al 100 % sin que existan barras con bajos niveles de tensión y al cargar el sistema al 130 % se tiene un caso de estudio con las siguientes características:

$$\max \left(\sum_{n \in \mathcal{N}} P_{n,t}^D : \{\forall t \in \mathcal{T}\} \right) = 1,97 \text{ MW} \quad (4.3)$$

$$\max \left(\sum_{g \in \mathcal{N}} P_{g,t}^G : \{\forall t \in \mathcal{T}\} \right) = 0,91 \text{ MW} \quad (4.4)$$

Para este caso de estudio, se tiene una generación distribuida del 46.5 % con respecto a la demanda máxima del sistema; no obstante, los nodos más alejados tienen niveles de tensión que se encuentran bajo el límite de calidad permitido (barras de color rojo en la Fig. 4.18). Además, se puede apreciar que el SOP existente logra controlar la tensión entre las barras 91 y 96, pero no logra controlar la tensión en el resto del sistema, si no se considera el SOP existente, el sistema reduciría su capacidad sustancialmente.

En la Fig. 4.19 se puede apreciar el comportamiento de la tensión para algunos nodos del sistema, destacando que el nodo 120 es el más afectado.

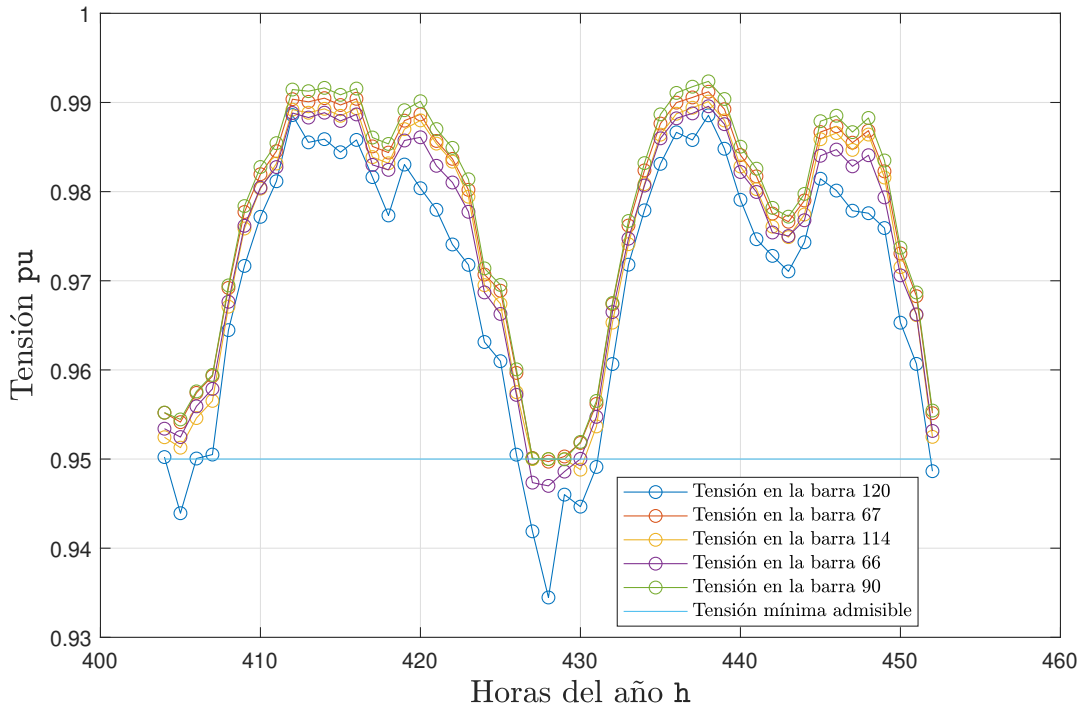


Figura 4.19: Comportamiento de la tensión en algunas barras del sistema.

4.2.3.b. Implementación de nuevos SOP

Las características de costos de los posibles SOP se presentan en la Tabla 4.17; las características de eficiencia y pérdidas en la Tabla 4.18, y las capacidades en la Tabla 4.19.

λ	An	n	N_{λ}^K	C_{λ}^V USD/MVA	C_{λ}^F USD	y_{λ} AÑOS
1	66	39	5	136800	15180/3	20
2	62	101	5	136800	15180/3	20
3	116	118	5	136800	15180/3	20
4	86	82	5	136800	15180/3	20
5	56	61	5	136800	15180/3	20

Tabla 4.17: Características de localización y costo de los posibles SOP.

λ	$\eta_1 \dots \eta_{N_{\lambda}^K}^{\Lambda}$ [-]			$c_1 \dots c_{N_{\lambda}^K}^{\Lambda}$ [-]		
1	0,98	0,98	0,98	0,0011	0,0011	0,0011
2	0,98	0,98	0,98	0,0011	0,0011	0,0011
3	0,98	0,98	0,98	0,0011	0,0011	0,0011
4	0,98	0,98	0,98	0,0011	0,0011	0,0011
5	0,98	0,98	0,98	0,0011	0,0011	0,0011

Tabla 4.18: Características de eficiencia y pérdidas en vacío de los posibles SOP.

λ	$S_1^{K*} \dots S_{N_{\lambda}^K}^{K*}$ MVA		
1	0,1/3	0,2/3	0,3/3
2	0,1/3	0,2/3	0,3/3
3	0,1/3	0,2/3	0,3/3
4	0,1/3	0,2/3	0,3/3
5	0,1/3	0,2/3	0,3/3

Tabla 4.19: Capacidades de los posibles SOP.

La aplicación directa del modelo LYDDC puede necesitar de un gran tiempo de simulación, ya que se consideran 8760 escenarios, 125 barras y 18 variables binarias. Estas características provocan una demanda excesiva de recursos computacionales, por lo que se plantea utilizar una estimación del comportamiento anual. A diferencia del problema presentado en la Sección 4.2.2, en este se desarrolla una reducción del espacio anual más los eventos críticos de todo el periodo, es decir, horarios con bajos niveles de tensión más una semana por mes y sin reducir el espacio de combinaciones binarias.

4.2.3.b.1 Esquema de reducción

En la Fig. 4.20 se presenta el esquema con el que se aborda el problema, cuenta con tres funciones encargadas de reducir el espacio de simulación: F1, F2 y F3.

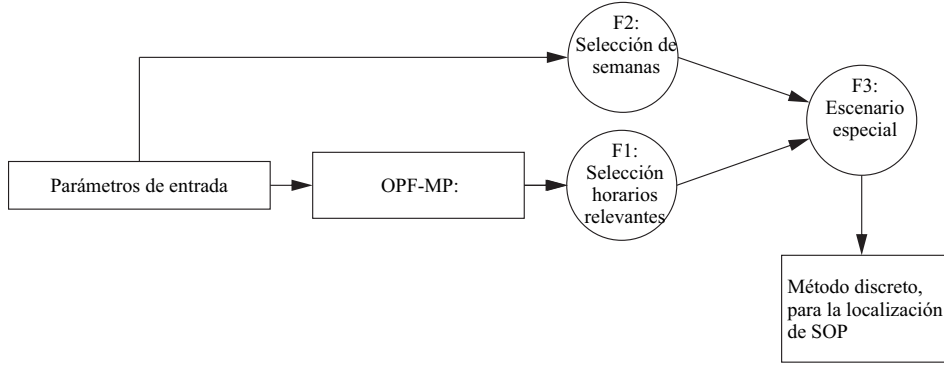


Figura 4.20: Esquema para la búsqueda de solución.

Inicialmente se resuelve el OPF-MP para el año en cuestión, considerando el SOP existente. La función F1 selecciona los eventos con bajos niveles de tensión.

$$(t^* \in \mathcal{T}_m^{F1}) : v_{t^*,n}^{+\mathcal{P}} \wedge v_{t^*,n}^{+\mathcal{P}} \geq 0 \quad \forall (n \in \mathcal{N})$$

La función F2 selecciona los bloques horarios de una semana por mes, para no complicar el proceso se eligen las primeras $7 \times 24[horas]$ del mes. La función F3 se encarga de unir los conjuntos creados por F1 y F2, con la particularidad de no repetir eventos. Además, se debe dar un peso adecuado a los eventos en la función objetivo, para que los costos de operación y pérdidas logren ser comparables con los costos de inversión para el período. De este modo se plantea:

$$\mathcal{T}_m^{F3} = \mathcal{T}_m^{F1} \cup \mathcal{T}_m^{F2}$$

donde $\mathcal{T}^x$ es el conjunto horario creado por las funciones F1, F2 y F3, organizados para el m mes.

Para la modificación del peso en la función objetivo se utiliza el parámetro $\pi_{(e=1,t)}$ de la siguiente manera:

$$\pi_{(e=1),t} = \frac{24 \cdot N_m^D}{\#(\mathcal{T}_m^{F1} \cup \mathcal{T}_m^{F2})} \quad \forall (t, m) \in \mathcal{T} \times \mathcal{M}_t$$

donde $\mathcal{M}_t$ corresponde al mes en que se clasifica la hora t . Y N_m^D corresponde al número de días que tiene el m mes.

De esta manera se garantiza que la suma de eventos considerados tenga un peso representativo en la función objetivo:

$$\sum_{t \in \mathcal{T}} \pi_{(e=1),t} = 8760$$

Con estas consideraciones se aplica el modelo LYDDC de la Sección 3.5.2 y se obtiene que la solución óptima al problema será la implementación de tres nuevos SOP, como lo indica la Tabla 4.20.

λ	An	n	η^A	c^A	S^{K^*} kVA	Costos inversión Anual USD
2	62	101	0.98	0.0011	100/3	979.82
4	86	82	0.98	0.0011	300/3	1908.7
5	56	61	0.98	0.0011	300/3	1908.7

Tabla 4.20: Resultados para la localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

En la Fig. 4.21 se presenta la configuración final del sistema, con 3 nuevos SOP implementados, más 1 uno existente, representando un 15.2 % respecto a la demanda máxima del sistema.

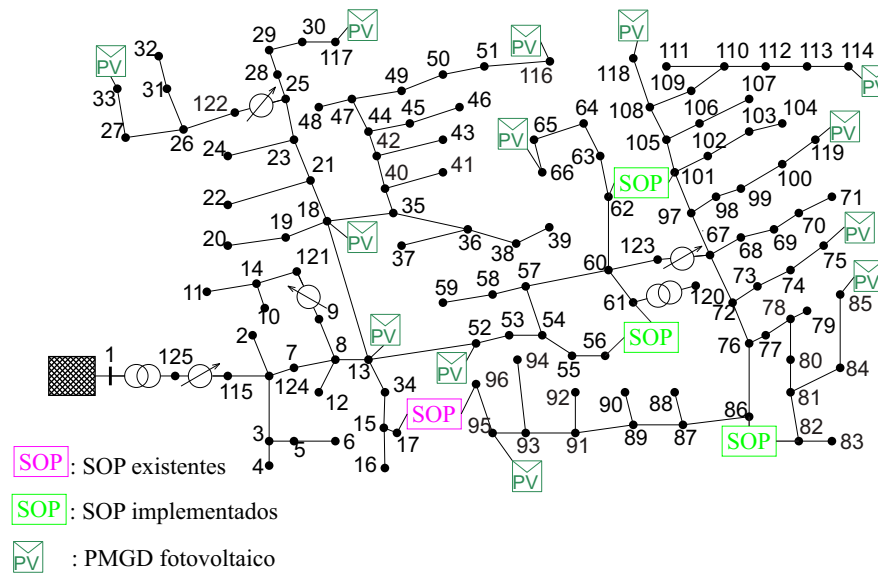


Figura 4.21: Sistema de 125 barras con SOP implementados.

Capítulo 5

Rendimiento computacional, validación de resultados y evaluación *out of sample*

Los problemas de optimización con variables enteras/binarias pueden llegar a ser muy exigentes y demandar una cantidad importante de recursos computacionales. En este trabajo se han planteado tres modelos de optimización de los cuales dos son del tipo MISOCP y buscan determinar la decisión de inversión en SOP, considerando escenarios anuales o representación de estos.

En la primera parte de este capítulo se discute el rendimiento del modelo LYDDC, ya que con esta herramienta se resuelve la decisión final a la hora de encontrar una solución a los problemas planteados. En la segunda parte del capítulo se validan los resultados obtenidos en este trabajo. En una tercera parte del capítulo se analiza el desempeño *out-of-sample* del sistema, para esto se utilizan nuevas curvas de generación distribuida, a fin de verificar, que los niveles de tensión se mantengan dentro de los límites admisibles.

Características del equipo utilizado en las simulaciones

El computador y su *hardware* tienen un rol importante enfrentar y resolver problemas con variables enteras o binarias. La velocidad en los cálculos y el tamaño de los problemas, están relacionados con el procesador y la cantidad de memoria disponible.

Para los casos de estudio analizados en este trabajo se utilizó un equipo con las siguientes características:

Sistema operativo	Windows 10 education, 64 bits
Procesador	AMD FX-8320E (8×3.2 GHz)
Memoria	3x8 GB (24 GB) a 1600 MHz

Tabla 5.1: Equipo utilizado para la simulación.

Los casos de estudio que implementan el modelo de localización y dimensionamiento de la Sección

3.5.2 fueron implementados en AMPL, utilizando el *solver* GUROBI con la configuración de la Tabla 5.2, mientras que la validación de resultados fue realizada con MATLAB-MATPOWER y el *solver* IPOPT(configuración estándar).

MIPGAP	1E-3
outlev	5
logfreq	5
barqcptol	1E-6

Tabla 5.2: Configuración AMPL.

El manejo de la información fue realizado en MATLAB. Desde esta interfaz se cargan los datos en AMPL y se leen los resultados para su interpretación. Para ello se crearon 3 funciones:

`fopf_disflow_sop_time`: Función de enlace con AMPL, resuelve un OPF multiperiodo con SOP implementados, correspondiente al modelo de la Sección 3.5.1.

`opf_locydim_e`: Función de enlace con AMPL, resuelve el problema de localización y dimensionamiento de SOP, correspondiente al modelo de la Sección 3.5.2.

`opf_locydim_e_relax`: Función de enlace con AMPL, resuelve el problema de localización y dimensionamiento de SOP,, correspondiente al modelo de la Sección 3.5.3.

Más referencias de las funciones y códigos utilizados en el Anexo A.

5.1. Rendimiento computacional en casos de estudio

Se simularon 3 casos de estudio. En la Tabla 5.3 se muestra un resumen de estos y sus tiempos de simulación.

Topologías	$\#(\Lambda \times \mathcal{K})$	$\#(\mathcal{T} \times \mathcal{E})$	Tiempo de simulación s
33 barras(sección 4.2.1)	16	8760×3	1394080 (16d:03h:14m:40s)
34 + 4 barras(sección 4.2.2)	11	8783×1	31289 (0d:8h:41m:29s)
125 barras(sección 4.2.3)	15	2085×1	45353 (0d:12h:35m:53s)

Tabla 5.3: Tiempo de simulación para los casos estudiados.

En el caso de la Sección 4.2.1 se evalúan 3 años de generación distribuida, por lo cual el modelo considera 26.280 escenarios y un total de 16 variables binarias; lo que conlleva un gran consumo de recursos. Con 12 GB de memoria, según estimaciones de AMPL, aunque en la práctica el consumo

llega a cerca del 95 % (~ 22.8 GB). Estas consideraciones llevan a un tiempo de simulación elevado; sin embargo, se garantiza una solución más robusta, ya que se consideran más eventos.

En el caso de la Sección 4.2.2 se propone una posible interconexión entre la topología de 34 y la de 4 barras. Inicialmente se contemplan tres curvas anuales para la generación distribuida, con $\#(\mathcal{E} \times \mathcal{T})=26280$ escenarios, lo cual también supone un gran tiempo de simulación. Para disminuirlo se plantea utilizar una simplificación del problema, de manera que, en una de las curvas de generación anual, se incluyan los eventos desfavorables que existen en las otras curvas. Además, con ayuda del modelo de localización y dimensionamiento continuo de la capacidad de los SOP de la Sección 3.5.3, es posible estimar las decisiones de inversión, permitiendo acotar el dimensionamiento de la capacidad y desechar localizaciones poco probables. Este procedimiento posibilita disminuir el tamaño del problema a un consumo de memoria cercano a los 3GB.

Para el caso de la sección 4.2.3 de 125 barras se decidió reducir el comportamiento anual del sistema, para esto se consideraron 12 semanas de simulación, más los eventos desfavorables no contemplados en este periodo de tiempo. Este planteamiento permitió reducir considerablemente los tiempos de simulación, asegurando que los valores obtenidos en las variables de decisión fueran capaces de asegurar el funcionamiento del sistema, a la vez que se optimizan las pérdidas.

5.2. Validación de resultados

La validación de resultados se realizó en MATLAB con la librería de MATPOWER. El algoritmo utilizado se puede interpretar según el esquema de la Fig. 5.3, cuya metodología compara resultados obtenidos por MATPOWER y los obtenidos por el modelo de localización y dimensionamiento óptimo de SOP de la Sección 3.5.2.

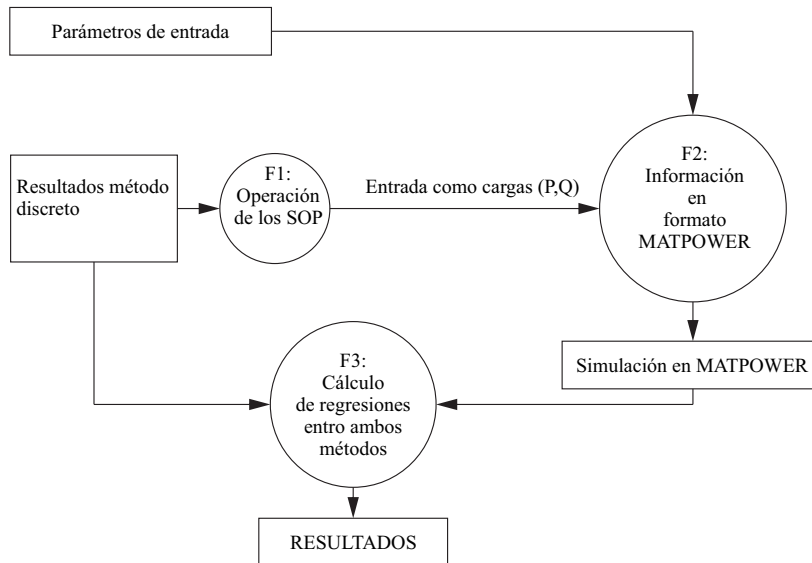


Figura 5.1: Esquema para la validación de resultados.

A los resultados obtenidos con el modelo de localización y dimensionamiento discreto se les aplica la operación F1, la cual separa los valores $\{p_{e,t,\lambda}^{\Delta}, q_{e,t,\lambda}^{\Delta}\} / \{p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Delta}}, q_{e,t,\lambda}^{\bar{\Delta}}\}$ y los agrega como cargas en las respectivas barras de conexión, es decir:

$$\begin{aligned} (P_{e,t,n}^{\mathcal{D}})^* &= P_{t,n}^{\mathcal{D}} + p_{e,t,\lambda}^{\bar{\Delta}}, & \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Delta} \\ (Q_{e,t,n}^{\mathcal{D}})^* &= Q_{t,n}^{\mathcal{D}} + q_{e,t,\lambda}^{\bar{\Delta}}, & \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Delta} \\ (P_{e,t,An}^{\mathcal{D}})^* &= P_{t,An}^{\mathcal{D}} + p_{e,t,\lambda}^{\Delta}, & \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Delta} \\ (Q_{e,t,An}^{\mathcal{D}})^* &= Q_{t,An}^{\mathcal{D}} + q_{e,t,\lambda}^{\Delta}, & \forall (e, t, \lambda, n) \in \mathcal{E} \times \mathcal{T} \times \Lambda \times \mathcal{C}_{\lambda}^{\Delta} \end{aligned}$$

La operación F2 se encarga unir la información de los parámetros de entrada inicial y las nuevas cargas $((P_{t,n}^{\mathcal{D}})^*, (Q_{t,n}^{\mathcal{D}})^*)$, generando así casos de estudio que se irán simulando con MATPOWER. Finalmente, F3 se encarga de calcular las regresiones entre ambos métodos.

Los resultados obtenidos se validan al analizar los coeficientes de determinación (R^2) obtenidos desde las regresiones realizadas entre ambos modelos. También se analizarán los resultados obtenidos en los valores de interceptos (x_0) y las pendientes (x_1), los cuales deben ser cercanos a 0 y 1, respectivamente.

Otro índice importante para evaluar es el error relativo entre los costos operaciones de MATPOWER (sumatoria de funciones objetivo) y los del modelo de localización y dimensionamiento óptimo de SOP.

5.2.1. Validación caso de estudio “IEEE case 33 distribution system from Baran & Wu”

Los resultados obtenidos son:

	Curvas de generación distribuida(e)		
$\frac{ CE_e + CGD_e - \sum(F)_e^{\#} }{\sum(F)_e^{\#}}$	0.0079 %	0.0129 %	0.0057 %

Variables	$\min\{R^2\}$		$\max\{ x_0 \}$		$x_1 : \max\{ 1 - x_1 \}$	
$p_{e,t,g^o}^{+\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	9.2560E-06	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$p_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	2.8846E-07	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	1.0003	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$q_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	5.1246E-07	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$\ell_{e,t,n}$	0.9999	$\{e, n\} = \{2, 21\}$	9.3831E-07	$\{e, n\} = \{3, 20\}$	0.9952	$\{e, n\} = \{3, 17\}$
$p_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	0.9999	$\{e, n\} = \{2, 21\}$	1.3552E-05	$\{e, n\} = \{3, 1\}$	0.9999	$\{e, n\} = \{2, 20\}$
$q_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	0.9999	$\{e, n\} = \{3, 11\}$	1.8408E-06	$\{e, n\} = \{2, 2\}$	0.9996	$\{e, n\} = \{1, 12\}$
$v_{e,t,n}$	0.9999	$\{e, n\} = \{1, 2\}$	1.2247E-04	$\{e, n\} = \{1, 19\}$	0.9999	$\{e, n\} = \{2, 19\}$
$p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}$	0.9999	$\{e, g\} = \{2, 1\}$	7.1414E-09	$\{e, g\} = \{1, 5\}$	1.0000	$\{e, g\} = \{1, 2\}$

Tabla 5.4: Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entre las variables de ambos modelos.

Los resultados obtenidos se separan por curva de generación distribuida, donde el resultado menos favorable tiene un error 0.0129 % respecto al valor obtenido por MATPOWER; sin embargo, es un valor relativamente aceptable y representa la desviación acumulada de una muestra de 8760 eventos.

A continuación, se presentan de manera gráfica los resultados más desfavorables:

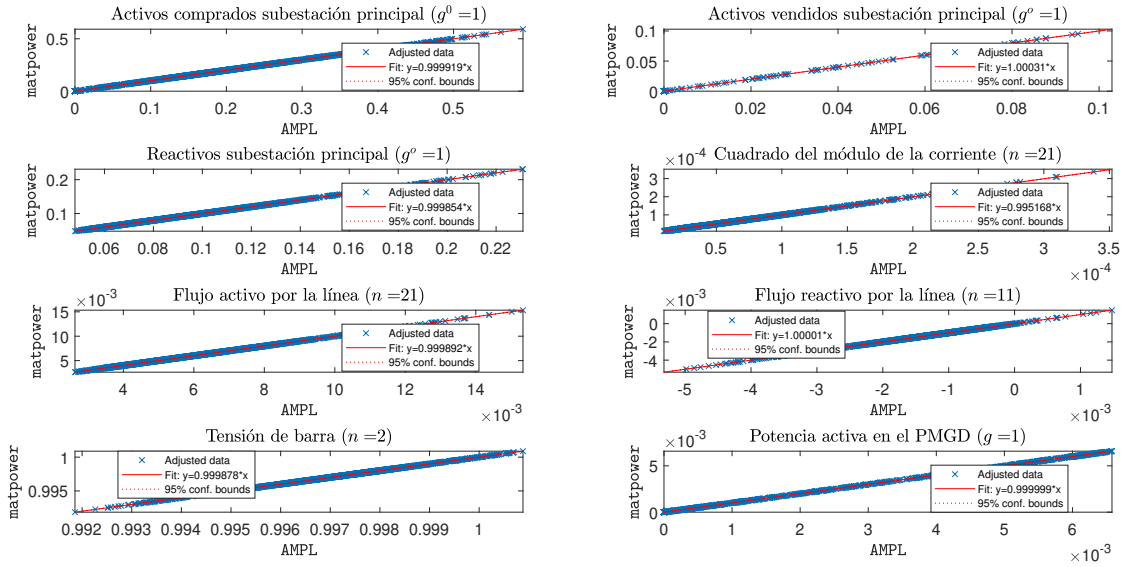


Figura 5.2: Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).

Con los resultados obtenidos en la Tabla 5.4 y en la Fig. 5.2 se valida el caso de estudio.

5.2.2. Validación caso de estudio “IEEE 34 Node Test Feeder y IEEE 4 Node Test Feeder”

Los resultados obtenidos son:

$$\left| \frac{CE_e + CGD_e - \sum_{e=1}^{\#} (F)_e^{\#}}{\sum_{e=1}^{\#} (F)_e^{\#}} \right| = 0,0127\%$$

Variables	mín{ R^2 }		máx{ x_0 }		x_1 : máx{ $1 - x_1$ }	
$p_{e,t,g^o}^{+\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	1.53.E-04	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9993	$\{e, g^o\} = \{1, 2\}$
$p_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 2\}$	2.18.E-05	$\{e, g^o\} = \{1, 2\}$	1.0005	$\{e, g^o\} = \{1, 2\}$
$q_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	7.27.E-04	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9986	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$\ell_{e,t,n}$	0.9804	$\{e, n\} = \{1, 4\}$	1.38.E-02	$\{e, n\} = \{1, 34\}$	0.9182	$\{e, l\} = \{1, 4\}$
$p_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	0.9999	$\{e, n\} = \{1, 4\}$	7.36.E-04	$\{e, n\} = \{1, 36\}$	0.9999	$\{e, l\} = \{1, 31\}$
$q_{e,t,n}^{\mathcal{L}}$	0.9999	$\{e, n\} = \{1, 26\}$	7.14.E-04	$\{e, n\} = \{1, 3\}$	0.9998	$\{e, l\} = \{1, 26\}$
$v_{e,t,n}$	0.9999	$\{e, n\} = \{1, 2\}$	1.26.E-03	$\{e, n\} = \{1, 36\}$	0.9987	$\{e, n\} = \{1, 36\}$
$p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}$	0.99999	$\{e, g\} = \{1, 7\}$	2.53.E-06	$\{e, g\} = \{1, 7\}$	0.9999	$\{e, g\} = \{1, 7\}$

Tabla 5.5: Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entre las variables de ambos modelos.

En la Tabla 5.5 se puede apreciar que el error relativo en la función objetivo es mínimo; sin embargo, entre las regresiones hay una desviación en el comportamiento de la variable $\ell_{e,t,l=4}$, correspondiente a la línea que conecta los nodos 4 y 5. Su comportamiento difiere un poco al compararlo con las simulaciones de MATPOWER, discrepancia que puede deberse a la relajación de la ecuación 3.92, por lo cual la existencia de estas desviaciones es esperable en problemas de este tipo, en el documento [14] se aborda esta problemática de manera más profunda. No obstante, la diferencia entre ambos modelos es mínima en otras variables y permite validar los resultados obtenidos.

Los resultados con el coeficiente R^2 más desfavorable, pueden ser apreciados de manera gráfica en la Fig. 5.3.

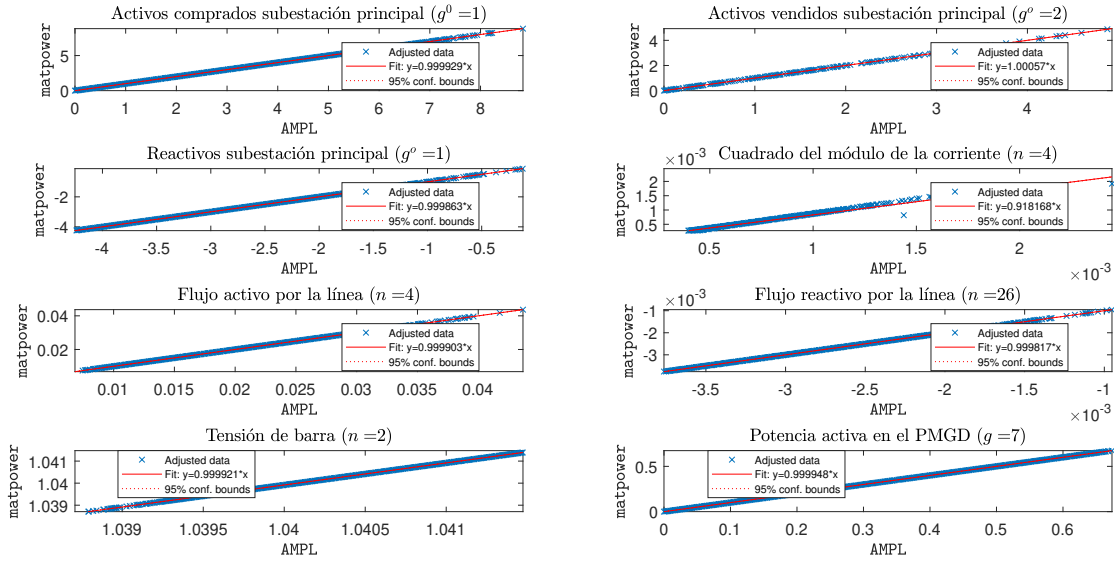


Figura 5.3: Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).

5.2.3. Validación caso de estudio “IEEE 125 Node Test Feeder”

Los resultados obtenidos son:

$$\left| \frac{CE_e + CGD_e - \sum_{e=1}^{\#} (F)_e^{\#}}{\sum_{e=1}^{\#} (F)_e^{\#}} \right| = 0,0126 \%$$

Variables	mín{ R^2 }		máx{ x_0 }		$x_1 \max\{ 1 - x_1 \}$	
$p_{e,t,g^o}^{+\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.00.E+00	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$p_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	9.62.E-06	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	1.0004	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$q_{e,t,g^o}^{-\mathcal{G}^o}$	0.9999	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.00.E+00	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$	0.9998	$\{e, g^o\} = \{1, 1\}$
$\ell_{e,t,l}$	0.9999	$\{e, l\} = \{1, 59\}$	3.25.E-04	$\{e, l\} = \{1, 124\}$	1.0009	$\{e, l\} = \{1, 59\}$
$p_{e,t,l}^{\mathcal{L}}$	0.9999	$\{e, l\} = \{1, 39\}$	2.86.E-04	$\{e, l\} = \{1, 115\}$	0.9999	$\{e, l\} = \{1, 15\}$
$q_{e,t,l}^{\mathcal{L}}$	0.9943	$\{e, l\} = \{1, 32\}$	4.30.E-04	$\{e, l\} = \{1, 73\}$	1.0165	$\{e, l\} = \{1, 32\}$
$v_{e,t,n}$	0.9999	$\{e, n\} = \{1, 125\}$	1.53.E-04	$\{e, n\} = \{1, 125\}$	0.9998	$\{e, n\} = \{1, 125\}$
$p_{e,t,g}^{\mathcal{G}}$	0.9999	$\{e, g\} = \{1, 1\}$	2.56.E-08	$\{e, g\} = \{1, 9\}$	0.9999	$\{e, g\} = \{1, 5\}$

Tabla 5.6: Coeficientes de interés obtenidos al realizar una regresión entra las variables de ambos modelos.

Con los resultados presentados en la Tabla 5.6 se puede validar una correcta correlación entra las

variables de ambos modelos y un error en costos operacionales despreciable. Además, en la Fig. 5.4 se presenta una gráfica de las variables con menor un coeficiente de correlación.

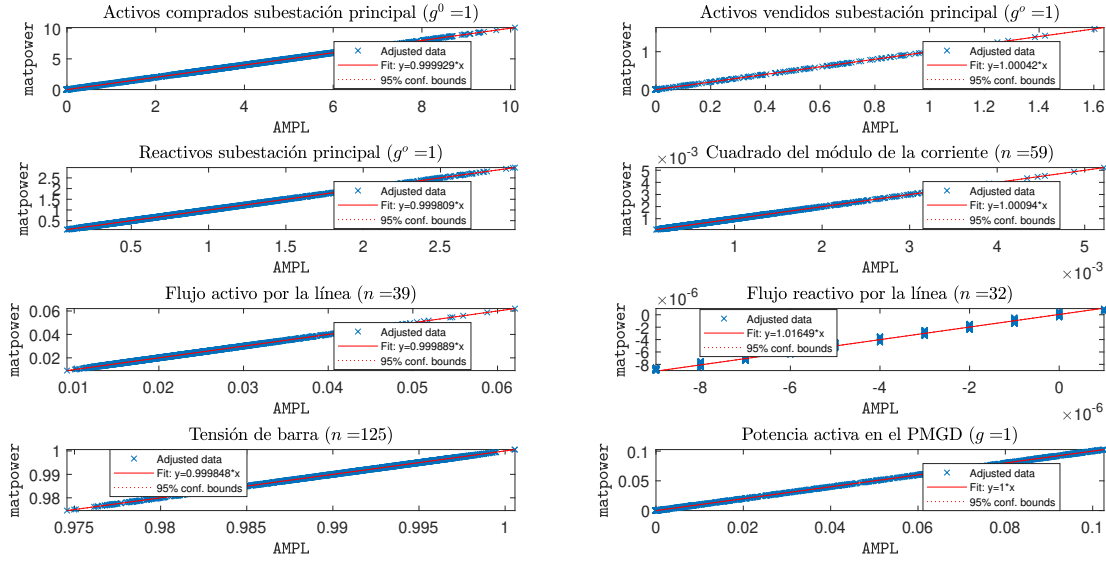


Figura 5.4: Regresiones lineales con menor R^2 realizadas entre variables de AMPL (abscisas) y MATPOWER (ordenada).

5.3. Desempeño *out-of-sample*

5.3.0.a. Caso 1: IEEE case 33 distribution system from Baran & Wu

Para analizar el desempeño de los SOP, se estudiará el sistema con nuevas curvas de disponibilidad energética en los PMGD, correspondientes al año 2014 según la lista de archivos de la carpeta “Generadores_SOLAR” y “Generadores_EOLICOS” disponible en el Anexo A.2.1.

Sistema al 100 % de carga

En este estado el sistema no presenta violaciones en los niveles de tensión, por lo cual es posible realizar una comparación en condiciones normales de funcionamiento con y sin SOP en la red.

	Sin SOP	Con SOP
Costos de operación	1216498 USD	1215277 USD
Pérdidas del sistema	326 MWh	313 MWh

Tabla 5.7: Funcionamiento del sistema “con y sin SOP” al 100 % de carga.

En la Tabla 5.7 es posible apreciar que el impacto de los SOP en la operación del sistema es mínimo, reduciendo los costos de operación en un 0.1 % y las pérdidas en un 3.98 %.

Sistema al 130 % de carga

En la Fig. 5.5 se muestran los perfiles de tensión con y sin SOP para la barra 18. Además, en la Tabla 5.8, se presenta una comparación de costos y pérdidas.

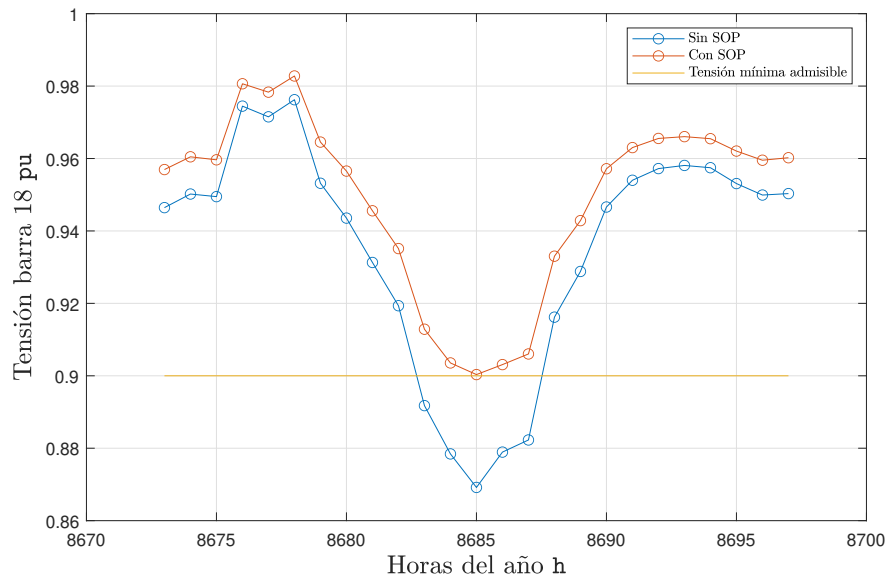


Figura 5.5: Perfiles de tensión con y sin SOP para la barra 18.

	Sin SOP	Con SOP	Δ %
Costos de Operación	1736856 USD	1730427 USD	0.3 %
Pérdidas del sistema	522 MWh	457 MWh	14 %

Tabla 5.8: Funcionamiento del sistema con y sin SOP al 130 % de carga.

En este caso la implementación de los SOP permite reducir los costos operacionales en 6429 USD y las pérdidas disminuyen en 65 MWh. No obstante, es importante tener presente que la implementación de los SOP significa un costo de inversión para el periodo de 21.037 USD, por lo cual, se entiende que los beneficios no justifican por sí mismos la inversión en SOP, ya que la razón principal para justificar esta decisión está basada en la necesidad de regular los niveles de tensión, ante aumentos de la demanda y crecimiento del sistema.

Desde el punto de vista operacional los SOP actúan inyectando reactivos y transmitiendo activos, por ejemplo, en la Fig. 5.6 se puede apreciar que, durante las horas con fuerte disponibilidad de energía fotovoltaica, el SOP transmite activos desde el nodo 18 hacia el nodo 33; sin embargo, cuando la inyección de energía del PMGD de la barra 17 baja, el SOP invierte su flujo de activos y aumenta

la inyección de reactivos, regulando la tensión en el nodo 18. Asimismo, en el SOP se cumple el balance entre las pérdidas y la potencia absorbida por cada VSC, mientras que el aporte de reactivos es controlado de manera casi independiente por los convertidores.

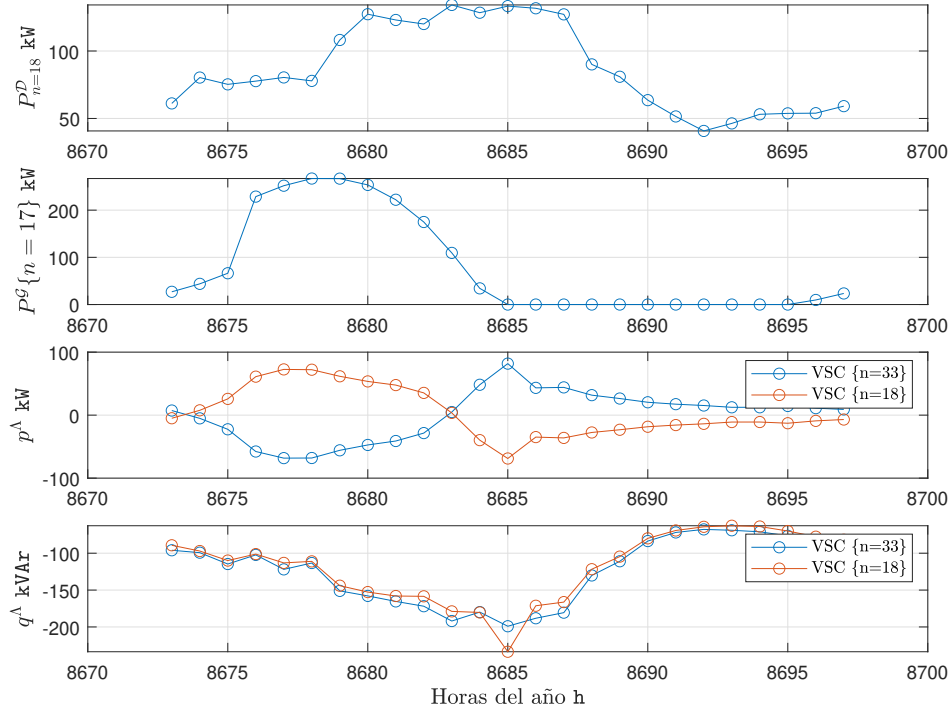


Figura 5.6: Interacción y comportamiento de un SOP con el sistema.

5.3.0.b. Caso 2: IEEE 34 Node Test Feeder y IEEE 4 Node Test Feeder

Para comprobar la efectividad de la solución se evalúa el sistema con una nueva curva de generación distribuida (correspondiente al año 2014 según la lista de archivos de la carpeta “Generadores_SOLAR” y ‘Generadores_EOLICOS” de Anexo A.2.1) y considerando los nuevos SOP, para ello se utiliza el modelo OPF-MP de la Sección 3.5.1. Con la solución obtenida se comprueba que los SOP permiten regular los niveles de tensión en el sistema, esto es apreciable en la Fig. 5.7, donde se muestra el comportamiento de la tensión para algunos nodos y como se logran respetar los límites admisibles.

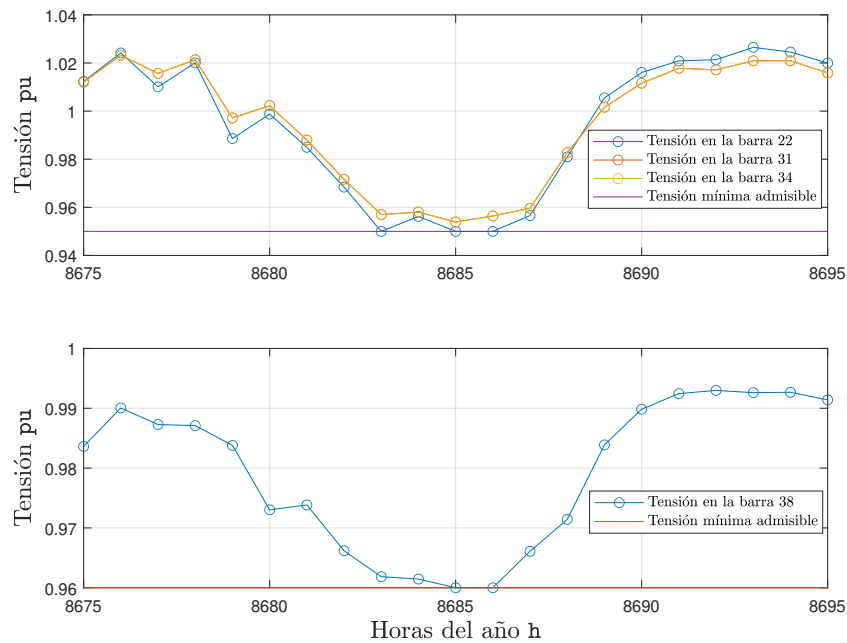


Figura 5.7: Niveles de tensión con la incorporación de SOP.

En la Fig. 5.8 se puede apreciar como el VSC conectado a la barra 22 aporta activos a su barra de conexión, estos son captados desde la barra 33. El balance de activos entre ambos convertidores debe cumplir con el principio de conservación de la energía, por lo cual, en términos de magnitud, el flujo de activos en el VSC de la barra 33 es mayor, ya que este debe ser igual a la inyección en el nodo 22 más las pérdidas en ambos VSC. Por otro lado, cada VSC tiene un control de reactivos casi independiente, limitado por el máximo de potencia aparente, lo que posibilita consumir reactivos cuando la tensión se eleva y aportar reactivos cuando la tensión disminuye.

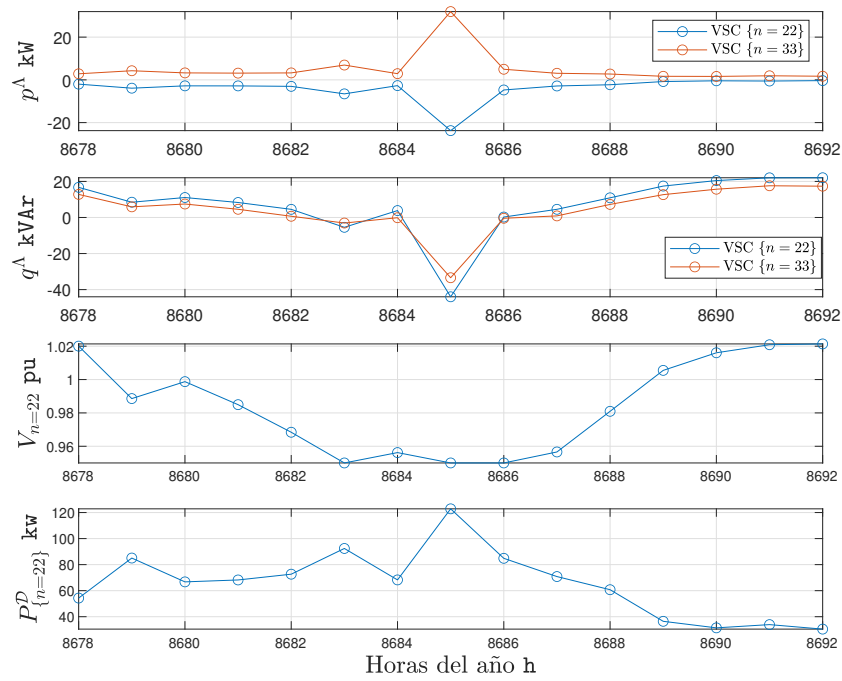


Figura 5.8: Comportamiento del SOP conectado entre las barras 22 y 33.

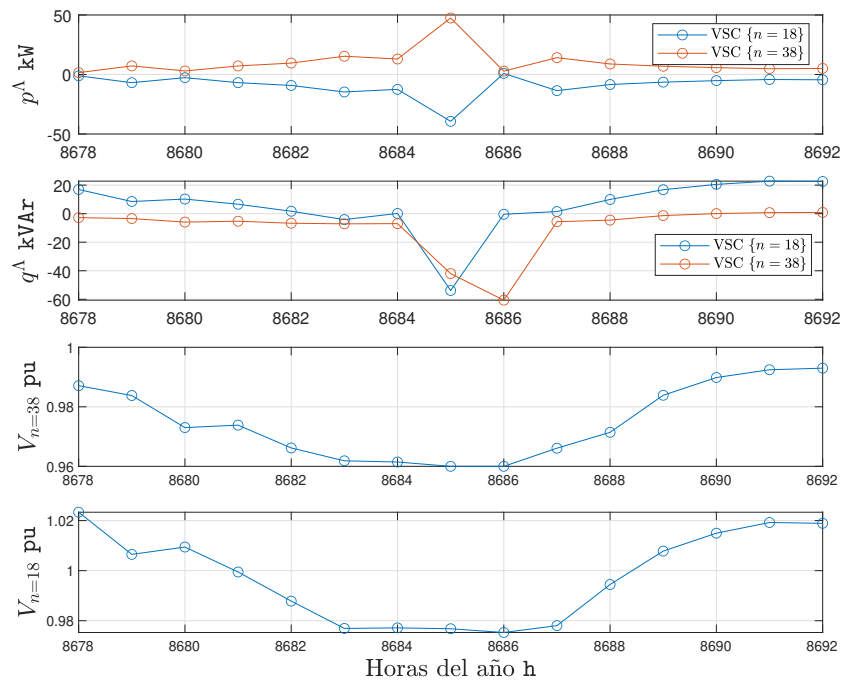


Figura 5.9: Comportamiento del SOP conectado entre las barras 18 y 38.

En la Fig. 5.9 se presenta el comportamiento del SOP conectado entre las barras 38 y 18, donde se muestra que el flujo de potencia es desde el nodo 38 al nodo 18. Además, durante la hora punta el nodo 38 se encuentra cerca del límite admisible para la tensión, por lo que la inyección de reactivos desde el sistema de 4 barras es fundamental para controlar la tensión y hacer posible la transferencia de activos al sistema de 34 barras.

5.3.0.c. Caso 3: IEEE 125 Node Test Feeder

Para el análisis se hace uso del modelo OPF-MP de la Sección 3.5.1, contemplando los nuevos SOP y una curva de generación anual correspondiente al año 2014. En la Fig. 5.10 se puede apreciar como los SOP implementados logran regular la tensión del sistema.

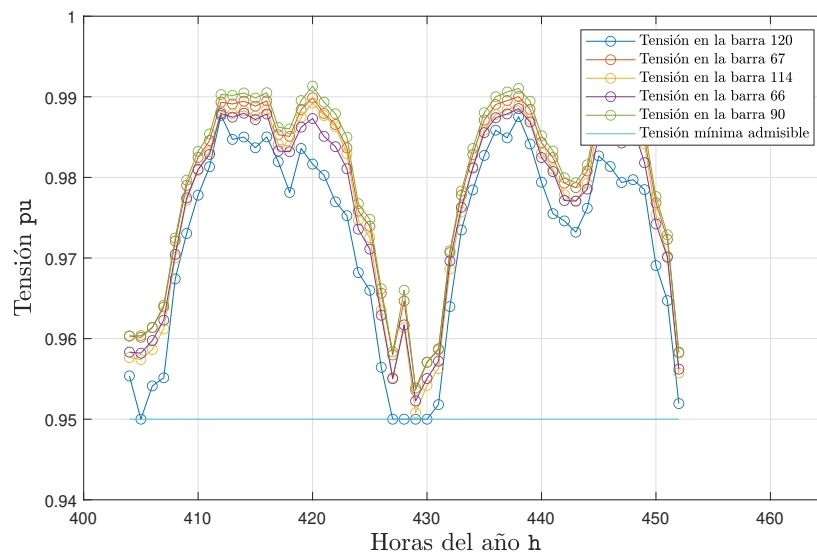


Figura 5.10: Comportamiento de la tensión para algunas barras del sistema.

En la Fig. 5.11 es posible observar el comportamiento del SOP conectado a las barras 56 y 61, donde el nivel de tensión en el nodo 61 es el más bajo. Por ello, el SOP intenta aportar energía en esta última barra y así compensar la tensión en el nodo 120 que es el más afectada en el sistema. Por lo cual la transmisión de activos y las inyecciones de reactivos se maximizan en el nodo 61 para el horario de más demanda.

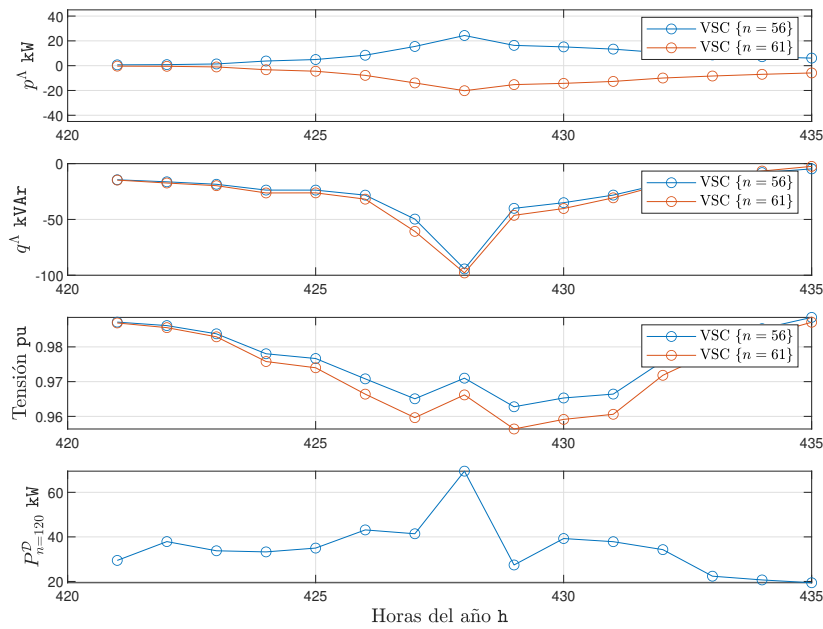


Figura 5.11: Comportamiento del SOP conectado en las barras 56 y 61.

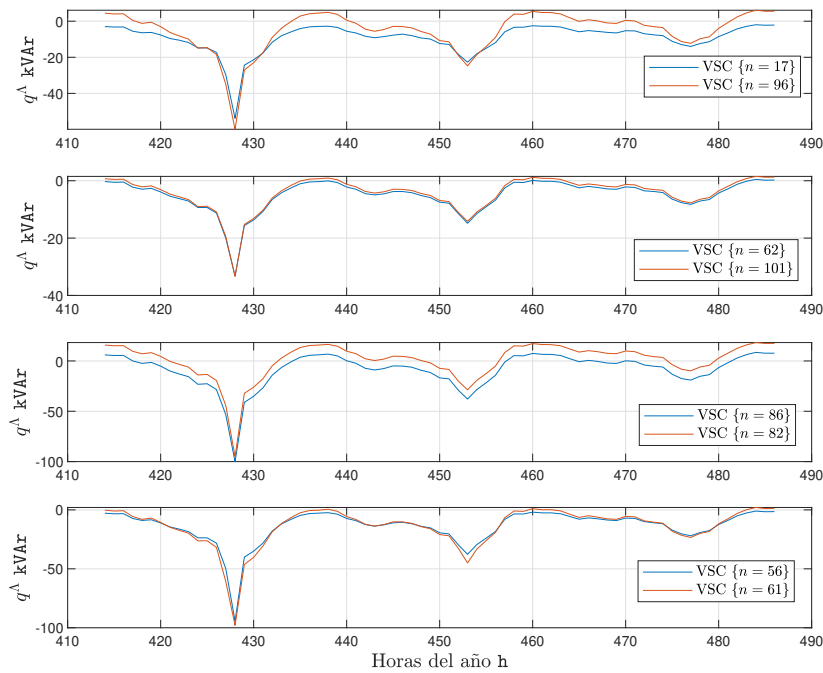


Figura 5.12: Reactivos inyectados por los SOP.

En la Fig. 5.12 se observa que la inyección de reactivos por lo general es capacitiva y modesta,

salvo en hora punta donde es necesario maximizar el aporte de reactivos y así controlar los niveles de tensión, sin embargo, en algunos horarios se requiere que los convertidores absorban reactivos; por ejemplo, el VSC conectado al nodo 96 presenta un factor de potencia inductivo alrededor de las horas 438 y 460.

Capítulo 6

Conclusiones y trabajo futuro

En este trabajo se desarrolló un modelo de optimización para la localización y dimensionamiento de SOP en redes con alta penetración de energías renovables. Se ha demostrado que los SOP permiten controlar de manera efectiva los niveles de tensión, disminuir pérdidas, aumentar la eficiencia y aprovechar de manera efectiva los recursos de la red. Ya que los SOP ofrecen la capacidad de transportar activos e inyectar reactivos.

El modelo de red utiliza las ecuaciones *disflow*, con una relajación en el flujo de potencia que circula por las líneas (SOCP), idea que también fue utilizada en el flujo de potencia del VSC, permitiendo crear un modelo de pérdidas y operación. Al unir estas metodologías con una función objetivo que optimice la generación, se crea el modelo OPF-MP de la Sección 3.5.1, con el cual es posible simular un sistema con SOP existentes. La finalidad de este modelo es obtener el comportamiento óptimo del sistema antes y después de implementar uno o varios SOP.

El modelo LYDDC de la Sección 3.5.2 fue creado mezclando las consideraciones antes nombradas junto a restricciones tipo BIG-M, que establecen una metodología para relacionar las variables binarias $\mu_{\lambda,k}$ con la operación del sistema.

El modelo LYDCC de la Sección 3.5.3 se presenta con un comportamiento de pérdidas que no varía según la operación y la capacidad óptima del SOP se dimensiona de manera continua. Esto vuelve al modelo mucho más simple permitiendo ahorrar recursos computacionales y tiempo de simulación, sin embargo, se sacrifica la precisión del modelo.

El modelo LYDCC reduce en gran medida la carga computacional, por no considerar tantas variables binarias y porque la relación entre estas es más simple. En el caso de estudio de la Sección 4.2.2 se utilizó en una metodología que permite reducir el número de variables binarias por medio del modelo LYDCC, para posteriormente aplicar el modelo LYDDC sobre una cantidad menor de opciones, reduciendo la cantidad de memoria y tiempo de la simulación.

Los modelos y metodologías fueron aplicados en tres casos de estudio, donde se utilizó como interfaz principal la plataforma de MATLAB. Para ello se dejaron códigos de funcionamiento en los formatos leídos por AMPL y *scripts* tipo Batch, que permiten la interacción entre ambos *softwares*.

El primer caso considera la topología de 33 barras, con 4 ubicaciones factibles y 4 capacidades para

la implementación de SOP, lo que se traduce en 16 variables binarias y 3×8760 escenarios, volviendo al caso de estudio el problema con más tiempo de simulación. La solución obtenida logra regular los niveles de tensión y reducir las pérdidas, volviendo la operación del sistema factible y más eficiente.

El segundo caso de estudio presenta un sistema compuesto por las topologías de 34 y 4 barras, donde existe la posibilidad de realizar una interconexión suave entre las redes. A los 3×8760 escenarios y a las 30 variables binarias, se les aplica una metodología para reducir el tamaño del problema inicial, utilizando tanto el OPF-MP como el modelo de localización y dimensionamiento continuo de la capacidad de los SOP. Se crea un esquema que permite identificar los eventos más desfavorables y eliminar las localizaciones que no contribuyen al buen desempeño del sistema. Finalmente, se logra plantear un problema de optimización que considera 8783 escenarios y 11 variables binarias, lo cual supone una reducción importante del problema inicial. La solución obtenida al aplicar el modelo LYDDC entrega como resultado la implementación de dos SOP, los cuales posibilitan un correcto funcionamiento del sistema, mientras que uno interconecta las redes.

En el tercer caso se estudia la topología de 125 barras con un SOP existente, 8760 escenarios (un año de simulación) y 15 variables binarias. Sin embargo, se plantea utilizar una reducción de los escenarios, esta considera 7 días por mes, es decir, $24 \times 7 \times 12$ eventos junto a otros escenarios con bajos niveles de tensión que pudieran existir en el resto del año. Esta metodología logra plantear un problema de optimización con 2085 escenarios. Al aplicar el modelo LYDDC se resuelve la implementación de tres SOP, estos permiten el correcto funcionamiento del sistema.

En la evaluación *out-of-sample* de las soluciones obtenidas para cada caso de estudio se ha comprobado que los SOP aportan a la reducción de pérdidas en el sistema, pero el impacto económico de estos beneficios no justifica la inversión requerida. La implementación de los SOP se vuelve necesaria cuando la finalidad es aumentar la capacidad operacional del sistema, resolviendo necesidades de calidad y seguridad en el servicio de distribución eléctrica, especialmente en la regulación de los niveles de tensión.

La validación de los resultados se obtiene al comparar el comportamiento de las variables entregadas por AMPL y las obtenidas en MATPOWER. Para esto se realizan regresiones lineales entre ambas herramientas, y se evalúan algunos indicadores, como el coeficiente de determinación, las pendientes y los interceptos.

En algunos casos se observaron diferencias, que pueden estar asociadas a temas numéricos y/o al SOCP planteado en los flujos de potencia; sin embargo, estas no afectan el desempeño global del modelo. En la misma línea, se debe destacar que la función objetivo de MATPOWER es distinta a la utilizada en este trabajo y, en ciertas condiciones, los resultados pueden converger a distintos puntos de operación. Al aclarar estos puntos, el error entre los costos de operación en MATPOWER (función objetivo) y los obtenidos por AMPL son prácticamente mínimos, por lo que se puede concluir que la operación de un sistema con SOP implementados y/o existentes se encuentra correctamente modelada, según los alcances de este trabajo.

6.1. Trabajos futuros

A continuación, se presentan ideas que pueden ser aplicadas en trabajos futuros:

- La calidad final de la solución, concretamente las decisiones de inversión dependen directamente de la calidad de la información utilizada. En este trabajo se mostraron metodologías que dan prioridad a escenarios con bajos niveles de tensión, dichos eventos son de baja probabilidad (<200 horas al año, según casos de estudio), pero manifiestan la necesidad de realizar inversiones en la red. Por otro lado, la generación y demanda en sistemas de distribución tiene un comportamiento cíclico, por lo que es posible generar casos de estudio con menos escenarios y que recojan de buena manera la variabilidad del sistema.
- Debido a que, en el modelo de un SOP, las pérdidas de los VSC varían con respecto a la corriente que circule, existe la posibilidad de crear un modelo operacional y de localización de SOP que considere más de dos VSC.
- Es posible integrar en el enlace DC un control de carga que permita acumular energía como en un BEES (*battery energy storage system*), pero agregando las bondades de un SOP.

Anexos

Anexo A

Información y Códigos

A.1. Códigos carpeta, principal.

Queda a disposición de manera digital:

Archivo	Descripción
n_caso_1.m	Algoritmo en MATLAB para la localización y dimensionamiento de SOP en la red de 33 barras de la IEEE.
n_caso_2.m	Algoritmo en MATLAB para la localización y dimensionamiento de SOP en la red de 4 barras de la IEEE interconectada. con la red de 34 barras de la IEEE.
n_caso_3.m	Algoritmo en MATLAB para la localización y dimensionamiento de SOP en la red de 125 barras de la IEEE.
fopf_disflow_sop_time.m	Algoritmo y función en MATLAB para cargar la información y ejecutar el <i>script</i> de enlace con AMPL. Resolviendo flujos de potencia multiperiodo, con SOP ya definidos. <code>fopf_disflow_sop_time(f,k,SP,ld,ern,Nl)</code>
opf_locydim_e.m	Algoritmo y función en MATLAB para cargar la información y ejecutar el <i>script</i> de enlace con AMPL. Resolviendo la localización y dimensionamiento de SOP. Método Discreto. <code>opf_locydim_e(f,k,SP,nSP,ld,er)</code>
opf_locydim_e_relax.m	Algoritmo y función en MATLAB para cargar la información y ejecutar el <i>script</i> de enlace con AMPL. Resolviendo la localización y dimensionamiento de SOP. Método Continuo. <code>opf_locydim_e_relax(f,k,SP,nSP,ld,er,fac)</code>
unir_ERNC.m	Función en MATLAB para unir perfiles de disponibilidad energética en PMGD. <code>unir_ERNC(er_1,er_2)</code>

Archivo	Descripción
unir_LOAD.m	Función en MATLAB para unir perfiles de demandas. unir_LOAD(ld_1, ld_2)
unir_sist.m	Función en MATLAB para unir sistemas de distribución radiales. unir_sist(f_1, f_2)
runSOPTtime.bat	Código, <i>script</i> de enlace entre MATLAB y AMPL. Para resolver el flujo óptimo de potencia con SOP implementados.
runlocydim.bat	Código, <i>script</i> de enlace entre MATLAB y AMPL. Para resolver el problema de localización y dimensionamiento de SOP en un sistema de distribución radial, Método discreto.
runlocydim_relax.bat	Código, <i>script</i> de enlace entre MATLAB y AMPL. Para resolver el problema de localización y dimensionamiento de SOP en un sistema de distribución radial, Método continuo, relajado.
convdata.m	Función en MATLAB para cargar parámetros de línea en formato de MATPOWER. convdata(fn)
validar.m	Función en MATLAB para resolver OPF-MP con la librería de MATPOWER y el despacho de los SOP definidos por el método discreto. validar(f, er, ld, res, mopt)

A.1.1. Entradas de funciones

- f : Estructura de información en formato “data” de MATPOWER (para más información revisar el manual MATPOWER).
- k : Constante de proporcionalidad de carga (para escalar la demanda).
- SP : Arreglo para la información de entrada de los SOP. Cada SOP tiene una fila y cada columna es: $\{ tag \ \underline{n} \ \bar{n} \ \eta^S \ c^S \ S^{S*} \}$.
- nSP : Arreglo para la información de entrada de los posibles SOP. Cada opción de SOP tiene una fila y cada columna es:
 $\{ tag \ \underline{n} \ \bar{n} \ N^k \ C^V \ C^F \ y \ \eta_1^\Lambda \dots \dots \eta_{N^k}^\Lambda \ c_1^\Lambda \dots \dots c_{N^k}^\Lambda \ S_1^{K*} \dots \dots S_{N^k}^{K*} \}$.
- ld : Estructura de 2 elementos, uno para la carga activa(ld.P) y otro para la carga reactiva (ld.Q). En ambos elementos las filas son instante de tiempo y cada columna es una barra del sistema.
- ern : Estructura de 2 elementos para la organización de energías renovables.
ern.info: Cada fila es un PMGD y las columnas son: $\{ tag \ n \ c_g^C \ c_g^B \ c_g^A \}$.
ern.P(t, g): Arreglo de puntos MPP donde “t” es un instante de tiempo y “g” un PMGD.

- er :Estructura de 3 elementos para la organización de energías renovables.
 er.info: Cada fila es un PMGD y las columnas son: $\{ tag \ n \ c_g^C \ c_g^B \ c_g^A \}$.
 er.P(t,g,e): Arreglo de puntos MPP, donde “t” es un instante de tiempo;
 “g” es un PMGD ; “e” es un año.
 Nl : Tiempo de espera entre refrescos en [s] (se recomienda dejar en 1)
 fac : Factor de pérdidas para el método continuo, donde 1 significa que los posibles SOP tienen pérdidas nominales y 0 que no tienen pérdidas.
 res : Estructura de solución generada por fopf_disflow_sop_time(),
 opf_locydim_e() y opf_locydim_e_relax().

A.2. Recursos Carpeta “Implementación”

A.2.1. Carpeta de información (“...\info”)

Archivo	Descripción
IEEE4_V1.pdf	Topología red de distribución “IEEE 4 Node Test Feeder”.
IEEE34_V1.pdf	Topología red de distribución “IEEE 34 Node Test Feeder”.
IEEE123_V1.pdf	Topología red de distribución “IEEE 123 Node Test Feeder”.
Carpeta	Información
case4buses_sc1 case34buses_sc1 case123buses_sc1	Carpetas con archivos “.csv”(perfiles de demanda y otros). Los parámetros de línea en el archivo “system_data.m”.
case33buses_bwm	Contiene el archivo “loadPQ33bwm.csv” con los perfiles de demanda para la topología “IEEE Case 33 bus distribution system from Baran & Wu”
Generadores_EOLICOS	Contiene los archivos “gen1.csv, ..., gen5.csv” con perfiles de disponibilidad energética para PMGD eólicos.
Generadores_SOLAR	Contiene los archivos “gen1.csv, ..., gen13.csv” con perfiles de disponibilidad energética para PMGD solares.

A.2.2. Códigos de AMPL

Carpetas de los distintos modelos

...\OPF_Disflow_SOPs_Time: Carpeta con archivos y códigos en AMPL para resolver el OPF-MP.

...\OPF_locyDim_SOPs_Time: Carpeta con archivos y códigos en AMPL para resolver el pro-

blema de localización y dimensionamiento óptimo de SOP en redes de distribución (método discreto).
... \OPF_locyDim_SOPs_Time_relax: Carpeta con archivos y códigos en AMPL para resolver el problema de localización y dimensionamiento óptimo de SOP en redes de distribución (método continuo).

... \data : Carpeta donde MATLAB escribe los archivos y data de entrada.

Archivos principales

Los archivos que destacan dentro de estas carpetas son:

Archivo	Descripción
disflow.dat	Archivo con las características para la data de entrada a AMPL.
disflow.mod	Archivo con las ecuaciones del modelo en AMPL.
disflow.run outs.run	Archivo con las instrucciones para la resolución del problema en AMPL y la exportación de la solución.

Otros archivos destacables

... \OPF_Disflow_SOPs_Time\Result: Carpeta donde AMPL escribe los archivos “.csv” con la información de la solución al OPF multiperiodo.

... \OPF_LocyDim_SOPs_Time\resultdimer.m: Archivo con la solución del problema de localización y dimensionamiento(método discreto) de SOP, formato “.m”(función) para cargar los datos desde MATLAB.

... \OPF_LocyDim_SOPs_Time_relax\resultdimerelax.m: Archivo con la solución del problema de localización y dimensionamiento de SOP(método continuo), formato “.m”(función) para cargar los datos desde MATLAB.

A.3. Recursos digitales

Los archivos y contenido necesarios para reproducir este trabajo están disponibles en el siguiente link o código QR:

<https://drive.google.com/drive/folders/1RtmIVURWExzsiRA9LLMnQNPvTPvC17P3>

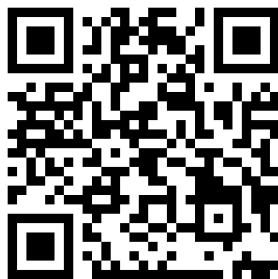


Figura A.1: [QR]. *Drive* con Información y códigos utilizados.

Referencias

- [1] Chengshan Wang, Guanyu Song, Peng Li, Haoran Ji, Jinli Zhao, Jianzhong Wu, “Optimal Configuration of Soft Open Point for Active Distribution Network Based on Mixed-integer Second-order Cone Programming”, *Energy Procedia*, Volume 103, 2016, Pages 70-75, ISSN 1876-6102.
- [2] Wanyu Cao, Jianzhong Wu, Nick Jenkins, Chengshan Wang, Timothy Green, “Benefits analysis of Soft Open Points for electrical distribution network operation”, *Applied Energy*, Volume 165, 2016, Pages 36-47, ISSN 0306-2619.
- [3] F. Mancilla-David, A. Angulo and A. Street, “Power Management in Active Distribution Systems Penetrated by Photovoltaic Inverters: A Data-Driven Robust Approach”, in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 11, no. 3, pp. 2271-2280, May 2020, doi: 10.1109/TSG.2019.2951086.
- [4] Qi Qi, Jianzhong Wu, “Increasing Distributed Generation Penetration Using Network Reconfiguration and Soft Open Points”, *Energy Procedia*, Volume 105, 2017, Pages 2169-2174, ISSN 1876-6102.
- [5] C. Han, S. Song, Y. Yoo, J. Lee, G. Jang and M. Yoon, “Optimal Operation of Soft-Open Points for High Penetrated Distributed Generations on Distribution Networks,” 2019 10th International Conference on Power Electronics and ECCE Asia (ICPE 2019 - ECCE Asia), Busan, Korea (South), 2019, pp. 806-812.
- [6] Cristián Yáñez, Adelqui Fissore, Arturo Leiva G, “Resumen ejecutivo de usos de la energía de los hogares chile 2018”, presentado por el ministerio de energía chileno en diciembre del 2018.
- [7] Comisión Nacional de Energía, “Informe de costos de tecnologías de generación”, marzo del 2020.
- [8] Comisión Nacional de Energía, “Compilado observaciones ITP”, diciembre 2016.
- [9] M. Baran and F. F. Wu, “Optimal sizing of capacitors placed on a radial distribution system,” in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 1, pp. 735-743, Jan. 1989, doi: 10.1109/61.19266.

- [10] Wanyu Cao, Jianzhong Wu, Nick Jenkins, Chengshan Wang, Timothy Green, “Operating principle of Soft Open Points for electrical distribution network operation”, *Applied Energy*, Volume 164, 2016, Pages 245-257, ISSN 0306-2619.
- [11] M. Leiva Gomez, “Localización óptima de condensadores en un sistema de distribución eléctrico via algoritmos genéticos”, 2001 Memoria para optar al título de Ingeniero Civil de Industrias, Pontificia Universidad Católica de Chile.
- [12] G. Daelemans, K. Srivastava, M. Reza, S. Cole and R. Belmans, “Minimization of steady-state losses in meshed networks using VSC HVDC”, 2009 IEEE Power & Energy Society General Meeting, Calgary, AB, 2009, pp. 1-5, doi: 10.1109/PES.2009.5275450.
- [13] M. E. Baran and F. F. Wu, “Network reconfiguration in distribution systems for loss reduction and load balancing”, in *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 4, no. 2, pp. 1401-1407, April 1989, doi: 10.1109/61.25627.
- [14] N. Li, L. Chen and S. H. Low, “Exact convex relaxation of OPF for radial networks using branch flow model”, 2012 IEEE Third International Conference on Smart Grid Communications (SmartGridComm), 2012, pp. 7-12, doi: 10.1109/SmartGridComm.2012.6485951.
- [15] K. P. Schneider, B. A. Mather, B. C. Pal, C. W. Ten, G. J. Shirek, H. Zhu, J. C. Fuller, J. L. R. Pereira, L. F. Ochoa, L. R. de Araujo, R. C. Dugan, S. Matthias, S. Paudyal, T. E. McDermott, and W Kersting, “Analytic Considerations and Design Basis for the IEEE Distribution Test Feeders,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. PP, no. 99, pp. 1-1, 2017. <https://cmte.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [16] Alejandra Molina, Mark Falvey y Roberto Rondanelli. “Explorador Solar”. Ministerio de Energía, Chile. <http://solar.minenergia.cl/exploracion>
- [17] Ricardo C. Muñoz, Mark J. Falvey, Mario Arancibia, Valentina I. Astudillo, Javier Elgueta, Marcelo Ibarra, Christian Santana and Camila Vásquez. “Explorador Eólico”. Ministerio de Energía, Chile. <http://eolico.minenergia.cl/exploracion>
- [18] Gurobi Optimization. Version 9.1, Copyright ©2021, Gurobi Optimization, LLC. “GUROBI OPTIMIZER REFERENCE MANUAL”. https://www.gurobi.com/wp-content/plugins/hd_documentations/documentation/9.1/refman.pdf