



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

APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES EN OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE
POTENCIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

VALERIA PAZ RÍOS MATURANA

PROFESOR GUÍA:
ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ANDRÉS CABA RUTTE

SANTIAGO DE CHILE
2021

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: VALERIA PAZ RÍOS MATURANA
FECHA: 2021
PROF. GUÍA: ALEJANDRO NAVARRO ESPINOSA

APLICACIÓN DE REDES INTELIGENTES EN OPTIMIZACIÓN DE FLUJO DE POTENCIA PARA SISTEMAS DE DISTRIBUCIÓN

Debido a la creciente preocupación por el cambio climático y su mitigación, y el aumento de la demanda por electricidad, se han buscado nuevas formas de generación que sean amigables con el medio ambiente y que puedan ser integradas en los sistemas eléctricos. En este panorama, se insertan las redes inteligentes que combinan la generación tradicional a gran escala con la generación distribuida; la inclusión de esta última repercute en la operación de la red de distribución, provocando problemas de tensión, distorsión armónica, desbalances y sobrecarga en conductores y transformadores.

En este contexto, el presente trabajo de título tiene por objetivo simular un flujo de potencia donde se coordinen elementos activos de control y la generación distribuida de tipo solar, minimizando los impactos técnicos y maximizando la generación residencial. Para ello, el cálculo del flujo de potencia se resuelve mediante una formulación relajada del problema no lineal, en la que el espacio de soluciones óptimas queda descrito por un cono (característica importante para la exactitud del modelo). Adicionalmente, se modelan 2 elementos de control: inversor con control de reactivos y batería. Lo anterior se aplica en 2 redes, un sistema ficticio de 5 barras y otro basado en una red de la zona de Valparaíso, donde se comparan las salidas de la operación real (obtenida desde OpenDSS) y simulada (programada con Python y Gurobi). Además, incrementando la generación residencial paulatinamente, se determina la máxima adopción de la red, en los escenarios sin control y con control de elementos activos.

Para una red de 5 barras se revela que funciones objetivo que sean expresiones de la corriente llevarán a soluciones factibles y exactas, que geoméricamente se encuentran en la superficie del cono característico del problema; en cuanto a los elementos de control, se muestra la capacidad del inversor y la batería en mejorar el nivel de adopción cuando se suscitan problemas de corriente. De todas formas, el resultado del inversor debe interpretarse con cuidado, porque se realizan vertimientos y no se ocupa toda la energía disponible. Respecto a una red MT basada en una red de la zona de Valparaíso, se obtiene que frente a problemas de corriente, los elementos activos utilizados son capaces de gestionar la energía en la red y mejorar el *hosting capacity* ya que controlan la potencia activa y reactiva: para el inversor, este se alcanza para una generación del 140 % del tamaño de los transformadores MT/BT con uso de los inversores, y 100 % y 110 % para 2 localizaciones del almacenamiento. Así mismo, se destaca que la capacidad de la batería de descongestionar la red dependerá no sólo de su tamaño, también de su ubicación y de dónde se generen los problemas. Finalmente, con la coordinación de todos los controles es posible llegar a un nivel de adopción mayor, equivalente al 160 % del tamaño de los transformadores MT/BT, respetando los límites operacionales, y cumpliéndose así el objetivo propuesto. Si bien existen vertimientos para este nivel, la energía aportada por la generación distribuida sigue siendo superior a la alcanzada por los demás casos (cada control por sí solo), demostrando que la coordinación de dichos elementos minimiza los impactos técnicos y maximiza la inyección de la generación distribuida.

A la abuelita Chorly que está en el cielo

Agradecimientos

Quiero agradecer a toda mi familia por toda la fe y cariño que me han entregado durante todos estos años. En particular, quiero agradecer a mi madre por acompañarme en todo momento, por siempre tener una palabra de aliento, de contención y de cariño, por ser un excelente ejemplo de mujer y por la relación tan bonita que tenemos de madre e hija. También, quiero agradecer a mi hermano, por ser mi mejor compañía durante la escritura de este trabajo y por ser el mejor *partner* de la vida.

Agradezco a los amigos que hice en el camino, partiendo por “las ñañas”, un grupo maravilloso de personas que conocí en el momento indicado, en especial quiero agradecer a Pablo, JP y “la ñaña” por las risas, la buena vibra y el apoyo. A “los shirley boys” por las conversaciones de toda índole, el cariño y la presencia constante a la distancia durante la cuarentena. A los amigos que hice en plan común, Vicente, Seba y Caro, que si bien con algunos he perdido contacto por cosas de la vida, los recuerdo con mucho cariño. Gracias a la Dani y la Vale que hicieron de mi última práctica una experiencia muy linda, junto con quienes me acogieron en su casa en Antofagasta, Paula, Carlos y Cristian, personas a quienes admiro, quiero y extraño mucho. Gracias a todos los que formaron parte de mi paso por la FCFM.

Agradezco a los amigos de siempre, a los infinitos años de amistad con mi Dani desde kinder; a “la Monca” y Josué por siempre estar, en las locuras, alegrías y tristezas; a mis amigas del colegio, Cata, Fran, Tzu y Gabi, que siempre las llevo en mi corazón.

A mi profesor guía Alejandro, gracias por la constante preocupación, por su apoyo durante este proceso y por las nuevas oportunidades ofrecidas. Gracias a Agustín y Felipe por el “apoyo memorístico” durante este camino, por la sabiduría compartida y la “buena vibra” que irradian y contagian. Además, agradecer al Fondecyt no. 11180875 por su apoyo.

Quiero hacer una mención al “chico otaku”, por enseñarme el mundo otaku y los infinitos memes que sin quererlo lograron una sonrisa en los momentos más tensos de este trabajo. También, una mención al “Mono”, porque a pesar de todas nuestras diferencias siempre me ha deseado lo mejor y sin conocerme mucho me ha tenido fe desde el primer día y a “la Tami” por el apoyo y buenas vibras en la última etapa de esta travesía.

Por último, agradecer a mis regalones, a la abuelita Chorly que me cuida desde el cielo y al Gaspi y al Dimo que me cuidan aquí en la tierra.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Descripción del problema	3
1.3. Objetivos	4
1.3.1. Objetivo General	4
1.3.2. Objetivos Específicos	4
1.4. Alcances	4
1.5. Estructura de la Memoria	5
2. Antecedentes	6
2.1. Sector eléctrico chileno	6
2.2. Redes de Distribución	7
2.2.1. Caracterización	7
2.2.2. Tarificación	7
2.2.3. Generación distribuida en Chile	8
2.2.3.1. Aspectos legales de la generación distribuida en Chile	12
2.2.4. Impacto de la generación distribuida en redes de distribución	14
2.2.5. Redes inteligentes	15
2.3. <i>Optimal Power Flow</i> y sus distintas formulaciones	16
2.3.1. Formulación SOCP	17
2.3.2. Formulación SDP	19
2.4. Modelamiento del problema	20
2.4.1. Restricciones de flujo de potencia y operacionales	20
2.4.2. Modelo de cargas	22
2.4.3. Sistema de almacenamiento	24
2.4.3.1. Baterías: Generalidades	24
2.4.3.2. Modelo de baterías	24
2.4.4. Modelo de generación distribuida conectada con inversor	25
2.5. Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución	26
2.5.1. Métricas de voltaje	27
2.6. Sobrecarga de conductores	28
2.7. Estado del Arte	28
2.7.1. Concepto de <i>Hosting Capacity</i>	28
2.7.2. Factores que limitan el <i>hosting capacity</i> de la red	29
2.7.2.1. Problemas de voltaje	29

2.7.2.2.	Problemas de corriente y pérdidas	30
2.7.2.3.	Problemas de calidad de la energía	30
2.7.2.4.	Problemas en las protecciones	30
2.7.3.	Cálculo de <i>hosting capacity</i>	31
2.7.4.	Coordinación de elementos activos y <i>hosting capacity</i> mejorado	32
3.	Metodología	34
3.1.	Formulación matemática	34
3.1.1.	Función Objetivo	34
3.1.2.	Variables y datos del modelo	35
3.1.3.	Restricciones de flujo y operacionales	35
3.1.4.	Restricciones asociadas a la GD conectada vía inversor	36
3.1.5.	Restricciones asociadas a batería	36
3.2.	Herramientas computacionales involucradas	36
3.2.1.	Python	37
3.2.2.	Gurobi	37
3.2.3.	OpenDSS	37
3.3.	Metodología general	37
3.4.	Casos de estudio	38
3.4.1.	Red de 5 barras	38
3.4.2.	Red MT basada en una red de la zona de Valparaíso	40
3.4.3.	Perfiles utilizados	42
3.4.4.	Consideraciones para la optimización en Gurobi	43
3.4.4.1.	Tolerancia de convergencia para problemas restringidos cuadráticamente	43
3.4.4.2.	Cantidad de decimales para datos de entrada	44
3.5.	<i>Hosting capacity</i> : cálculo y condiciones	44
4.	Resultados y Análisis	46
4.1.	Red de 5 barras	46
4.1.1.	<i>Hosting capacity</i> sin elementos de control	46
4.1.2.	Comparación de objetivos	47
4.1.3.	Alternativa a función multiobjetivo	51
4.1.4.	Comportamiento de los elementos de control	53
4.1.4.1.	<i>Hosting capacity</i> alcanzado por cada control	53
4.1.4.2.	Operación del inversor	53
4.1.4.3.	Operación de la batería	54
4.2.	Red MT basada en una red de la zona de Valparaíso	56
4.2.1.	<i>Hosting capacity</i> de la generación distribuida	56
4.2.1.1.	<i>Hosting capacity</i> con control desde el inversor	57
4.2.1.2.	<i>Hosting capacity</i> con control de la batería	64
4.2.1.3.	<i>Hosting capacity</i> con control de inversor y batería	71
5.	Conclusiones	78
5.1.	Conclusiones del trabajo de título	78
5.2.	Trabajo a futuro	79

Índice de Tablas

2.1. Capacidad instalada en el SEN, SEA y SEM, y el porcentaje que representan del total, actualizado a Noviembre 2020.	6
2.2. Límites para regulación de tensión de acuerdo a normativa chilena.	28
3.1. Dimensionalidad del problema para red de 5 barras como caso de estudio. . .	39
3.2. Dimensionalidad del problema para red MT basada en una red de la zona de Valparaíso como caso de estudio.	42
4.1. Corrientes en la red sin intervenir para definir los límites de esta variable en la simulación.	46
4.2. Resumen de resultados para las funciones objetivo 1, 2 y 3.	47
4.3. Máximo error alcanzado por los distintos objetivos, con una generación distribuida de tamaño 30 [MW].	47
4.4. RMSE para las corrientes de los tramos C-D y C-E utilizando el objetivo 2 para la optimización del flujo de potencia en la red de 5 barras.	48
4.5. Resumen de resultados para minimización de pérdidas y potencia de entrada.	52
4.6. Errores máximos para objetivo de minimización de pérdidas y potencia de entrada, con una generación distribuida de tamaño 30 [MW].	52
4.7. <i>Hosting capacity</i> (HC) del caso base sin control y utilizando un elemento de control a la vez en red de 5 barras.	53
4.8. Potencias máximas alcanzadas para cada tamaño de panel, bajo la acción de control del inversor conectado en la barra C.	53
4.9. Información de caso de estudio red MT basada en una red de la zona de Valparaíso.	56
4.10. Resultados para <i>hosting capacity</i> mejorado, realizado con control de inversores.	57
4.11. Errores obtenidos para una generación distribuida equivalente a la capacidad de los transformadores MT/BT, con control del inversor.	62
4.12. Potencia de carga/descarga y capacidad del almacenamiento energético, para distintos valores de los parámetros h y $\% \alpha$	64
4.13. RMSE 1 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 100 % de la capacidad de los transformadores MT/BT, para las distintas baterías ubicadas en la posición 1.	68
4.14. RMSE 2 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 100 % de la capacidad de los transformadores MT/BT, para las distintas baterías ubicadas en la posición 1.	68

4.15. RMSE 1 y 2 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 110% de la capacidad de los transformadores MT/BT, para la batería ubicada en la posición 2.	70
4.16. Resultados para <i>hosting capacity</i> mejorado, realizado con control simultáneo de inversor y batería.	71
4.17. Errores obtenidos para una generación distribuida equivalente al 160% de la capacidad de los transformadores MT/BT, con todos los elementos de control.	76

Índice de Ilustraciones

1.1. Energías renovables de biomasa (<i>biomass</i>), hidráulica (<i>hydro power</i>), fotovoltaica (<i>photovoltaics</i>) y eólica (<i>wind power onshore and offshore</i>) en Alemania.	2
2.1. Evolución de la capacidad instalada de PMGD a octubre 2020. Elaboración propia.	9
2.2. PMGD por tecnología a octubre 2020. Elaboración propia.	9
2.3. Evolución de la generación distribuida a lo largo de los años en Chile. Elaboración propia.	10
2.4. Potencia instalada de GD por tecnología al 2019. Elaboración propia.	10
2.5. Proyectos de generación distribuida por región al 2019. Elaboración propia.	11
2.6. Potencia instalada por región al 2019. Elaboración propia.	11
2.7. Cantidad de proyectos de generación distribuida según capacidad instalada al 2019. Elaboración propia.	11
2.8. Cantidad de proyectos de generación distribuida según capacidad instalada inferior a 20 [kW] al 2019. Elaboración propia.	12
2.9. Circuito radial sin admitancias.	14
2.10. Diagrama fasorial de una línea con voltajes V_1 y V_2 en sus extremos, corriente I , e impedancia $R + jX$	15
2.11. Esquema intuitivo de la definición de función convexa.	17
2.12. Representación del cono formado por $v_{ij}l_{ij} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$. Un valor en particular de $(s_{ij}^2)' = v_{ij}'l_{ij}'$ define una circunferencia de radio $ s_{ij} $. Entonces, la optimización podría dar como resultado una solución perteneciente a dicha circunferencia (factible) o dentro de la superficie que rodea (no factible).	18
2.13. Esquema de soluciones factible para OPF-SOCP original y relajado, para un sistema de 2 barras.	18
2.14. Esquema de una línea comprendida entre los nodos i y j y sus variables asociadas.	20
2.15. Diagrama P-Q dado por las ecuaciones 2.18a, 2.18b y 2.19 para el modelamiento del inversor.	27
2.16. Esquema del concepto de <i>Hosting Capacity</i> , donde se limita la penetración de DER de acuerdo a algún indicador de rendimiento de la red.	29
3.1. Esquema de la metodología general aplicada.	38
3.2. Diagrama Red 5 barras.	39
3.3. Caracterización Red 60000022 original.	40
3.4. Líneas conectadas deben tener el mismo tipo de conductor para ser candidatas a transformarse en una sola línea.	41

3.5. Dos líneas, que estén conectadas y que tengan el mismo conductor, no pueden transformarse en una sola línea si en el nodo que comparten también se conecta otra línea.	41
3.6. Dos líneas, que estén conectadas y que tengan el mismo conductor, no pueden transformarse en una sola línea si en el nodo que comparten existe un nodo de consumo.	42
3.7. Caracterización Red 60000022 modificada.	42
3.8. Perfil de demanda diario, con intervalos de 10 minutos	43
3.9. Perfil de generación distribuida tipo solar diario, con intervalos de 10 minutos.	43
3.10. Esquema de la metodología para determinar el <i>hosting capacity</i> de la red.	45
4.1. Diagrama Red 5 barras.	46
4.2. Corrientes en escenario sin elementos de control y un tamaño de panel de 15 [MW]	47
4.3. Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,25$ y $w_2 = 0,75$	48
4.4. Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$	49
4.5. Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$	49
4.6. Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 1 de minimización de pérdidas.	49
4.7. Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 3 de minimización de pérdidas sujeto a restricción mínima de potencia a inyectar desde el inversor.	50
4.8. Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 2 de minimización de pérdidas y vertimientos, con pesos $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$	50
4.9. Impacto del límite de voltaje superior en la solución de la formulación SOCP relajada. (a) Cuando el límite superior del cuadrado del voltaje (que corresponde al límite inferior del cuadrado de la corriente) contiene a la solución “c” en el conjunto de soluciones factibles, ésta es exacta. (b) Cuando el límite superior del cuadrado del voltaje excluye a la solución “c” del conjunto factible para la formulación, la solución encontrada es infactible para el OPF y la relajación es inexacta.	51
4.10. Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo alternativo, que minimiza de pérdidas y potencia de entrada.	52
4.11. Comportamiento de la restricción cónica para objetivo alternativo.	52
4.12. Comparación entre energía aportada por la generación solar y los vertimientos, para cada tamaño de panel.	54
4.13. Ejemplo de operación del inversor durante el día.	54
4.14. Comparación del estado de la batería, potencia a su salida, potencia de entrada a la red, potencia inyectada por la GD y demanda.	55
4.15. Efectos de la batería, conectada en la barra C, en voltaje y corriente.	55
4.16. Efectos de la batería, conectada en la barra C, en las pérdidas de la red, donde el caso sin control genera 3417,312 [kWh] y el caso con control 3141,755 [kWh].	56

4.17. Corrientes para una generación distribuida equivalente al 100 % de la capacidad de los transformadores MT/BT. En algunas líneas con tipo de conductor “CDACAL3A240000” se sobrepasa el límite de ampacidad para dicho material.	57
4.18. Efectos en las pérdidas de energía y potencia de entrada al aumentar la generación distribuida.	57
4.19. Comparación de caso sin control de elementos activos y con control del inversor conectado a la GD, en términos de pérdidas (gráfico izquierdo), energía total entregada y vertimientos (gráfico derecho).	58
4.20. Comparación entre la energía total entregada por la GD, energía marginal que significa aumentar el tamaño de la GD (gráfico izquierdo) y los vertimientos realizados por el control del inversor (gráfico derecho).	58
4.21. Curvas de salida del inversor para una generación distribuida del 140 % del tamaño de los transformadores MT/BT, para caso con control de inversores.	59
4.22. Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°36.	59
4.23. Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°37.	60
4.24. Distancia a la que se encuentra cada consumo de la subestación y el porcentaje de energía vertida respecto del tamaño de la generación instalada en dicho nodo, para una GD de capacidad equivalente al 140 % del tamaño de los transformadores MT/BT.	60
4.25. Mapa de calor de los voltajes en cada una de las barras para el momento de mayor inyección con control de inversores.	61
4.26. Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores para el momento de mayor inyección con control de inversores.	61
4.27. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para un nivel de adopción del 140 % con control de inversor.	63
4.28. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para un nivel de adopción del 140 % con control de inversor. Contiene escala secundaria para la visualización del error.	63
4.29. Representación de la red con la ubicación de los primeros problemas de corriente al integrar GD y sin ninguna acción de elementos de control. Aguas abajo, se ubica la batería.	64
4.30. Representación de la red con la ubicación de los problemas al integrar generación distribuida del tamaño de los transformadores MT/BT y sin ninguna acción de elementos de control. Además, aguas abajo de ellos se ubica la batería.	65
4.31. Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 1, para una generación distribuida del tamaño de los transformadores MT/BT.	65
4.32. Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 2, para una generación distribuida del tamaño de los transformadores MT/BT.	66
4.33. Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 2, para una generación distribuida del tamaño del 110 % de los transformadores MT/BT.	66
4.34. Comparación de pérdidas entre caso sin control, batería en la ubicación 1 y 2.	66
4.35. Mapa de calor de los voltajes en cada una de las barras para el momento de mayor inyección y con control de batería en la posición 2.	67

4.36. Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería en la posición 2 y sin control, para el momento de mayor inyección.	67
4.37. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 4$ y $\% \alpha = 20 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100 % de GD.	69
4.38. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 6$ y $\% \alpha = 40 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100 % de GD.	69
4.39. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 8$ y $\% \alpha = 60 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100 % de GD.	70
4.40. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 6$ y $\% \alpha = 40 \%$, ubicada en la posición 2 y para 110 % de GD.	71
4.41. Comparación entre la energía total entregada por la GD, energía marginal que significa aumentar el tamaño de la GD (gráfico izquierdo) y los vertimientos resultantes (gráfico derecho) del escenario con todos los elementos de control estudiados.	72
4.42. Comportamiento de las pérdidas para casos con y sin control de inversores y batería (gráfico izquierdo), versus la energía entregada por la GD y los vertimientos resultantes (gráfico derecho).	72
4.43. Curvas de salida del inversor para una generación distribuida del 160 % del tamaño de los transformadores MT/BT, con control de inversores y batería.	73
4.44. Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N ^o 27.	73
4.45. Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N ^o 49.	73
4.46. Distancia a la que se encuentra cada consumo de la S/E y el porcentaje de energía vertida respecto del tamaño de la generación instalada en dicho nodo, para HC alcanzado por control de inversores y batería.	74
4.47. Comportamiento de la batería, para HC alcanzado por la acción de control de inversores y batería.	74
4.48. Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería e inversores y sin control, para el momento de mayor inyección.	75
4.49. Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería e inversores y sin control, para el momento de mayor inyección.	75
4.50. Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 22, 48 y 135, para HC alcanzado con control de inversores y batería.	76
4.51. Comparación de todos los tamaños de GD determinados como HC y su energía aportada (señalada en el gráfico), para cada caso sin control y todos los controles revisados por separado y en conjunto.	76
4.52. Pérdidas de energía para cada control actuando por separado y en conjunto, de 0 % hasta su HC alcanzado, en contraste con el escenario sin ningún elemento de control.	77

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

En la actualidad, la mitigación del cambio climático es un desafío del siglo XXI. Debido a que sus efectos están directamente relacionados con la emisión de gases de efecto invernadero, los esfuerzos se centran en la transición hacia la utilización de fuentes de energía limpias, ya sea para transporte, calefacción, generación de electricidad e industria. Acorde a los datos de *International Energy Agency* (IAE), la transición del sector eléctrico está en marcha, considerando que para el 2019 las emisiones de CO_2 se redujeron en 170 Mt ó en un 1.2% en países con economías avanzadas ¹, llegando a niveles no vistos desde 1980 (cuando la demanda era un tercio de la actual) [1]. Lo anterior produjo que las emisiones globales de CO_2 se estabilizaran alrededor de los 33 Gt en el 2019 luego de dos años de aumento. Para el 2020, la pandemia marcó aún más esta tendencia, disminuyendo las emisiones en 450 Mt (3.3%), convirtiéndose en la mayor caída registrada [2]. Por otro lado, si bien la demanda por electricidad disminuyó un 2% durante la pandemia [3], en el 2018 y 2019 se incrementó en un 2.3% y 0.9%, respectivamente, a nivel mundial [4][5]. En resumen, estas cifras y la creciente preocupación climática han llevado a la búsqueda de nuevas energías limpias, amigables con el medio ambiente, para ser integradas en la generación de electricidad, sin dejar de satisfacer la demanda.

En este escenario se insertan las redes inteligentes o *smart grids* que integran “la generación centralizada a través de grandes plantas generadoras, con la generación distribuida en pequeña escala de energías renovables” [6], con el fin de conseguir la electricidad de forma eficiente, segura y económica. Dado lo anterior, el uso de sistemas de control, comunicación y nuevas tecnologías son claves para el desarrollo de las *smart grids* [7].

La evolución hacia las redes inteligentes cambia el paradigma de la distribución: un sistema vertical, donde los segmentos generación, transmisión y distribución se encuentran separados, se transforma en un escenario donde todos los agentes son partícipes de forma activa en el sistema eléctrico, destacándose los pequeños consumidores [8], quienes podrían adquirir

¹Australia, Canadá, Chile, Unión Europea, Islandia, Israel, Japón, Corea, México, Noruega, Nueva Zelanda, Suiza, Turquía y Estados Unidos.

un rol relevante en las operaciones de la red, cambiando los perfiles de consumo durante los períodos de máxima demanda y beneficiándose por tarifas horarias. De esta manera, la energía es usada racional y eficientemente [6][7]. Además, el uso de tecnologías “*non-wire*”, como almacenamiento de energía, respuesta de la demanda y generación distribuida, presenta una ventaja para el distribuidor: le otorga la posibilidad de evitar o retrasar inversiones relativas a la expansión de la capacidad de la red, reduciendo el riesgo en proyectos basados en expectativas de la demanda y evitando la implementación de proyectos que podrían ser impopulares [9][10].

Si bien el desarrollo de las redes inteligentes tiene un crecimiento impulsado por el cambio climático, es importante contar con programas de estímulo económico para que la infraestructura actual se adecúe y los consumidores se involucren. Por ejemplo, en Alemania en el año 2000 con la Ley de Recursos Renovables o *Renewable Energy Sources Act* se comenzó a implementar el mecanismo *feed-in-tariff* (FIT), una tarifa especial, premio o sobre precio, que privilegia a los productores de energías renovables no convencionales según el costo, tamaño, tecnología y ubicación del proyecto[11][12]. Esto produjo que la capacidad instalada de tipo fotovoltaica, eólica y de biomasa aumentaran notoriamente para fines del 2015. En particular, la tecnología solar es la que más beneficiada se ve por el FIT, alcanzando 40 GW en el 2015 [13], tal como se observa en la Figura 1.1b (obtenida de [13]). Adicional a lo anterior, la ley en sus inicios tenía especial foco en aumentar la generación renovable residencial, además de beneficiar con el FIT en mayor medida a la energía solar [14], lo que se refleja en que dicha tecnología instalada en la baja tensión representa el 57% (23 GW) de la capacidad total al 2016, y como se aprecia en la Figura 1.1a (obtenida de [13]), ninguna otra energía se compara en dicho nivel de voltaje.

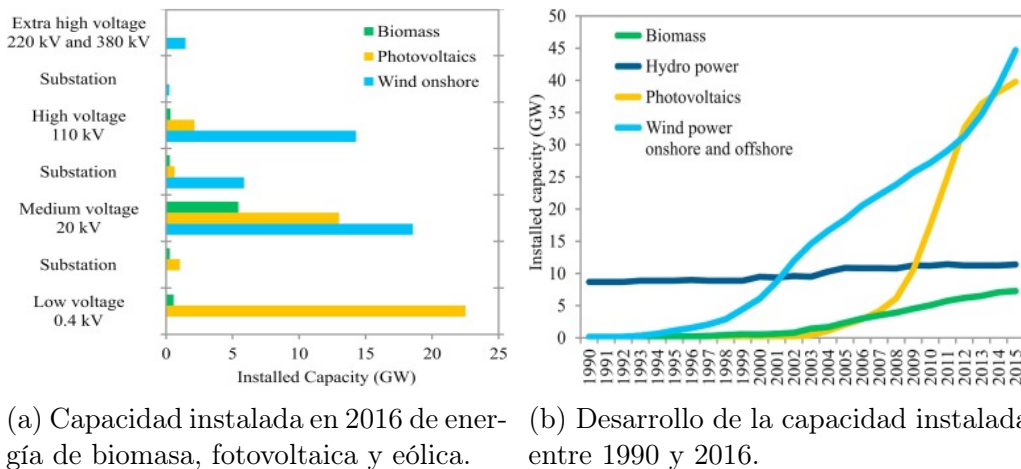


Figura 1.1: Energías renovables de biomasa (*biomass*), hidráulica (*hydro power*), fotovoltaica (*photovoltaics*) y eólica (*wind power onshore and offshore*) en Alemania.

En el caso de Chile, en el 2014 se impulsó la ley de generación distribuida 20.571, conocida también como Netbilling, que regula las instalaciones de autoconsumo y autogeneración en base a energías renovables no convencionales y cogeneración eficiente, otorgando a los usuarios el derecho a vender a precio regulado sus excedentes a la distribuidora [15]. Si bien tuvo un aumento leve en los primeros años, en el 2019 registra un aumento significativo respecto de los demás años, obteniéndose para fines de dicho año aproximadamente el doble del 2018, alcanzando un potencia instalada total de 42.03 [MW]. Este suceso se explica por las modi-

ficaciones legales introducidas por la ley 21.118, permitiendo “que una mayor proporción de clientes puedan optar al régimen tarifario asociado a la ley, dando una mayor flexibilidad y haciendo más atractiva para los clientes la inversión en este tipo de proyectos”, según Ricardo Eberle, director jurídico de Empresas Eléctricas A.G.[16].

En cuanto al total de instalaciones de generación distribuida, se reportan 3911, 5878, 7419 en los años 2018, 2019 y 2020, respectivamente, según lo informado por la SEC [17]. Si bien entre el 2019 y 2020 hay un aumento de las instalaciones, éste no es superior en comparación al incremento percibido en años anteriores, lo cual es atribuible a la pandemia. De todas formas, sí se tiene que la capacidad instalada en el 2020 es superior a cualquier año anterior (31.479 [kW]), siendo el promedio de instalación 20,42 [kW], casi el doble del promedio del 2019 (10.53 [kW])[18]. Esto guarda relación con el cambio en la normativa a finales del 2018, donde se estipula que el límite de capacidad de las conexiones se modifica de 100 a 300 [kW], además de incluir la posibilidad de instalación de sistemas comunitarios y traspasar excedentes a otras instalaciones del mismo propietario y conectadas al mismo concesionario. También, a febrero del 2021 ya se registran 326 instalaciones, haciendo un total de 4.761 [kW].

Con estos datos, es clara la tendencia en el aumento de la generación distribuida, aunque en contraste con los puntos de consumo (6.774.927 a finales del 2019 [19][20]) es pequeña la cantidad de instalaciones y queda bastante por hacer. Sin embargo, el futuro es prometedor, no sólo por las cifras propias de la realidad chilena, sino también por el escenario que han experimentado otros países donde la generación distribuida es masiva. Por ejemplo, en Australia la capacidad instalada de sistemas solares a febrero del presente año ya sobrepasa 20 [GW], siendo 2.66 millones de instalaciones y varias de ellas residenciales sólo en el 2020 se reportaron 3 [GW] de generación distribuida solar [21][22]. Además, 1 de cada 5 hogares en Australia posee generación solar [22].

Ahora bien, que exista cada vez un mayor uso de este tipo de tecnología también requiere repensar los sistemas de distribución como bidireccionales, por las inyecciones de potencia desde los alimentadores y clientes residenciales. En este escenario es donde la integración inteligente de la generación distribuida y elementos activos de la red, como transformadores con cambiadores de tap, bancos de baterías, inversores, entre otros, se vuelve relevante para la gestión energética, temática en la que se inserta este trabajo.

1.2. Descripción del problema

La adopción de generación distribuida trae consigo desafíos técnicos, económicos y regulatorios. En cuanto a la operabilidad de las redes de distribución, la calidad de producto se podría ver afectada por la característica bidireccional, ocasionando problemas de tensión, de frecuencia, distorsión armónica y desbalances, además de provocar consecuencias sobre la infraestructura de la distribuidora, como sobrecarga en conductores o transformadores.

Frente a problemática planteada, una posible solución son las redes inteligentes que involucran elementos que varían su comportamiento de acuerdo al estado del sistema. En este sentido, el uso de elementos activos y su apropiada coordinación permite operar de acuerdo a los estándares de calidad y seguridad, además de maximizar la generación distribuida y

atrasar una eventual inversión para expandir la capacidad de la red; de la mano, se reducen emisiones de gases de efecto invernadero al preferir energía limpias y disminuyen las pérdidas.

En este trabajo, se busca identificar y solucionar los problemas técnicos en redes de distribución con alta penetración de generación distribuida de tipo solar. Con la coordinación de elementos como inversores de paneles solares y baterías, es decir, con redes inteligentes, se espera obtener un mejor desempeño de la red, sin sobrecargar la infraestructura de la distribuidora y brindando un suministro eléctrico de calidad a los clientes, de acuerdo a la normativa chilena.

1.3. Objetivos

En esta sección se presentan los objetivos del trabajo de memoria.

1.3.1. Objetivo General

El objetivo general es desarrollar una herramienta que permita simular un flujo de potencia óptimo, combinando elementos activos que maximicen la adopción de energía proveniente de la generación distribuida residencial de tipo solar y respetando las condiciones técnicas y normativas de la red.

1.3.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos de este trabajo son:

1. Desarrollar un modelo de optimización que coordine elementos activos de la red para maximizar la generación distribuida de tipo solar.
2. Comparar distintas funciones objetivo para un mismo modelo representativo del flujo de potencia.
3. Relacionar los resultados con la matemática del modelo desarrollado.
4. A partir de un caso base de la red, donde la operación no se controla bajo algún método, comparar distintos escenarios de coordinación de elementos activos para maximizar la adopción de generación distribuida.
5. Considerar la normativa vigente para definir límites de voltaje y corriente para cada escenario.

1.4. Alcances

El modelo corresponde a una optimización de la operación del sistema de distribución, mas no de la planificación de este, es decir, no se determina la capacidad de los paneles solar y del almacenamiento ni su duración. En específico, se considera la red de media tensión balanceada, en la que las barras donde se ubican los transformadores MT/BT agrupan a los consumos e inyección de la generación distribuida. En este sentido, el número de clientes y el tamaño de la generación distribuida se suponen proporcional al tamaño del transformador asociado.

Además, el modelo es determinístico, es decir, no se incluye el comportamiento aleatorio-probabilístico de la demanda y condiciones climáticas. De todas maneras, se utilizan perfiles representativos para la generación distribuida y consumos. Para estos últimos, cabe señalar que el factor de potencia es constante.

Por otra parte, las líneas se modelan con la impedancia serie y se ignora la rama *shunt*.

1.5. Estructura de la Memoria

El presente trabajo está conformado por 6 capítulos y su estructura se describe a continuación:

- El capítulo 1 abarca la motivación y descripción del problema. También, contiene los objetivos generales y específicos planteados y los alcances del trabajo.
- El capítulo 2 presenta el marco teórico necesario para la comprensión y desarrollo de este trabajo, desde la estructuración del sector eléctrico en Chile y caracterización de las redes de distribución, hasta los modelos involucrados y estado del arte para la coordinación de elementos activos en redes inteligentes.
- El capítulo 3 trata la metodología propuesta con el fin de dar cumplimiento a los objetivos. Además, se detallan los casos de estudio y herramientas utilizadas.
- El capítulo 4 contiene los resultados de las simulaciones, aplicando la metodología de trabajo para 2 redes de estudio.
- El capítulo 5 comprende las conclusiones más importantes que se desprenden del trabajo realizado y también se refiere al trabajo a futuro que deriva de esta memoria.

Capítulo 2

Antecedentes

2.1. Sector eléctrico chileno

El sector eléctrico en Chile está compuesto tres sectores, cuyas actividades hacen posible la disposición de la energía eléctrica en distintos puntos del territorio nacional. Esto son:

- Generación: tiene como función la producción de electricidad a partir de distintas energías, como hidráulica, carbón, gas natural, solar, eólica, entre otras. Las empresas propietarias de las plantas generadoras se conectan al sistema de transmisión.
- Transmisión: su papel es transmitir la energía generada en niveles altos de voltaje a todos los puntos del sistema eléctrico. Aquí se ubican las empresas propietarias de líneas y subestaciones del sistema.
- Distribución: tal como lo indica su nombre, su rol es distribuir la energía desde un punto del sistema hasta los consumidores, en niveles de voltaje más reducidos en comparación al sector de transmisión. Es importante destacar que lo que se conoce como **Generación Distribuida** se conecta en redes de distribución, diferenciándose así de las plantas generadoras del sector de generación.

El mercado eléctrico está formado por 3 sistemas independientes: el Sistema Eléctrico Nacional o SEN, Sistema Eléctrico de Aysén o SEA y el Sistema Eléctrico de Magallanes o SEM. En la tabla 2.1 (elaborada a partir de [23]) se detalla la capacidad instalada de cada uno y total.

Tabla 2.1: Capacidad instalada en el SEN, SEA y SEM, y el porcentaje que representan del total, actualizado a Noviembre 2020.

Sistema	Capacidad Instalada [MW]	Porcentaje del total [%]
SEN	24.715,12	99,31
SEA	64,01	0,26
SEM	107,41	0,43
Total	24235,95	100,00

Las instituciones principales relacionadas con la regulación del mercado nacional eléctrico son:

- Ministerio de Energía: es la institución gubernamental encargada de elaborar las políticas y normas para desarrollar el sector energético del país y asegurar la accesibilidad de la energía a precios razonables y de forma segura [24]. Una de las leyes más importantes para este trabajo es la Ley de Generación Distribuida para Autoconsumo, Netbilling o Netmetering (ley 20.571) que estipula las condiciones técnicas y tarifas para la generación conectada a redes de distribución (ver sección 2.2.3.1).
- Comisión Nacional de Energía (CNE): organismo público y descentralizado, creado por el Ministerio de Energía, que se encarga de analizar precios, tarifas y normas técnicas a las que deben ceñirse las empresas del sector eléctrico. En otras palabras, es el regulador [25].
- Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC): institución creada por el Ministerio de Energía encargada de fiscalizar el mercado eléctrico y de combustibles, acorde a la normativa nacional vigente, velando por la seguridad y calidad de los productos entregados [26].
- Coordinador Eléctrico Nacional: organismo técnico e independiente que, tal como lo adelanta su nombre, se encarga de la coordinación de la operación de las instalaciones que conforman el sistema eléctrico [27].

2.2. Redes de Distribución

2.2.1. Caracterización

Se consideran redes de distribución aquellas que poseen un voltaje de operación bajo y a la cual se conectan un gran número de clientes. En la normativa chilena [28], éstas poseen una frecuencia de 50 [Hz] y voltajes inferiores a 23 [kV]. Además, a las empresas distribuidoras se les otorga un área de concesión, es decir, una zona delimitada geográficamente donde deben suministrar la energía eléctrica a los usuarios finales de dicha zona y a otros que desde fuera se conecten a algún punto de la región de concesión. Es importante mencionar que la norma establece distintas exigencias a partir de la densidad de clientes asociada ².

2.2.2. Tarificación

En esta materia, la legislación busca que las tarifas representen los costos de la generación, transmisión y distribución de la operación eficiente [29], haciendo una distinción entre 2 tipos de clientes:

- Clientes libres: son aquellos que su potencia conectada es superior a 5.000 [kW], por lo que se supone que poseen capacidad negociadora y la posibilidad de proveerse de electricidad de otras formas (autogeneración o a partir de empresas generadoras).
- Clientes regulados: son aquellos que su potencia conectada es inferior a 5.000 [kW], por lo que se considera que se enfrentan a un mercado monopólico y, por ende, están afectos a la regulación de precios³. A pesar de lo anterior, aquellos clientes que tengan

²Densidad está relacionada al número de Clientes conectados y el largo total de las líneas eléctricas del sistema de distribución.

³Si se aprueba el proyecto de ley de la Portabilidad Eléctrica ingresado en septiembre 2020 al Congreso(boletín 13782-08), los clientes, independiente de su tamaño, podrán elegir entre diferentes oferentes a

una potencia superior a 500 [kW] pueden adscribirse como clientes libres o regulados por un período de 4 años.

Para clientes regulados que se encuentren en el área de concesión de una determinada distribuidora, el cobro por brindar servicio de electricidad está dado por:

$$Precio_{usuariofinal} = Precio_{Nudo} + VAD + Cargo_{Sist.Troncal} \quad (2.1)$$

Donde:

- $Precio_{Nudo}$ corresponde al valor de la energía que compra la distribuidora a una empresa generadora, de acuerdo al contrato de suministro establecido luego de las licitaciones públicas reguladas. Este es de largo plazo y depende del punto de conexión de la distribuidora.
- $Cargo_{Sist.Troncal}$ o Cargo Único por Uso del Sistema Troncal representa el costo por el uso de las instalaciones del Sistema Troncal, valor que es fijado por el Ministerio de Energía cada 6 meses, previo informe técnico de la CNE, en los denominados decretos de Precios de Nudo de Corto Plazo.
- VAD o Valor Agregado de Distribución incorpora todos los costos asociados a un empresa modelo eficiente. Este se fija cada 4 años por el Ministerio de Energía, previo informe técnico de la CNE.

2.2.3. Generación distribuida en Chile

Los Pequeños Medios de Generación Distribuida o PMGD son aquellos medios de generación conectados a una red de media tensión de una empresa concesionaria o a alguna instalación de una empresa que posea líneas de distribución de energía eléctrica y que utilicen bienes nacionales de uso público, cuyos excedentes sean menores o iguales a 9 [MW] [32]. Con el pasar de los años, la capacidad total instalada de este tipo de generación ha ido en aumento, llegando a 1138,071 [MW] para fines de octubre del presente año 2020 (ver figura 2.1, elaborada a partir de [33]), lo que equivale a un 4,6 % de la capacidad instalada en el SEN. Además, la energía solar ha tenido un incremento importante en los últimos años, transformándose en el tipo de energía predominante con el 62 % del total, tal como se indica en la figura 2.2 (elaborada a partir de [33]).

Dado que en las ciudades es complicado la instalación de PMGD producto del espacio que implica, lugares como las azoteas de los edificios o los techos de las casas pueden ser utilizados para la instalación de generación residencial. Además, en la medida que se reduzcan los costos de instalación de tecnologías renovables no convencionales, estos serán cada vez más atractivos económicamente, por lo que se espera una mayor alza de generación distribuida residencial de la que ya está ocurriendo.

A partir del debut de la generación distribuida en Chile, la potencia instalada fue presentada a través de la figura de comercializador (empresa que comprará energía a distintos proveedores). Además, habilitará alternativas de licitación para corto, mediano y largo plazo e introducirá un nuevo agente, gestor de información, que garantice un acceso equitativo a la información [30][31].

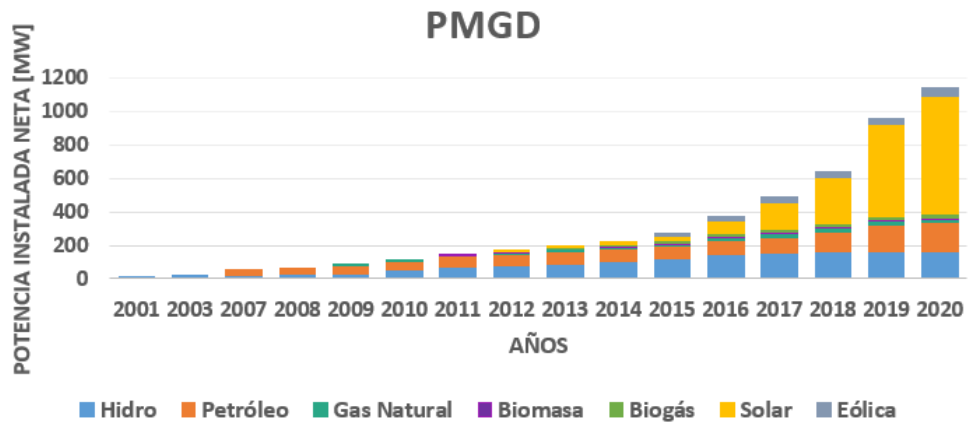


Figura 2.1: Evolución de la capacidad instalada de PMGD a octubre 2020. Elaboración propia.

PMGD POR TECNOLOGÍA A OCTUBRE 2020

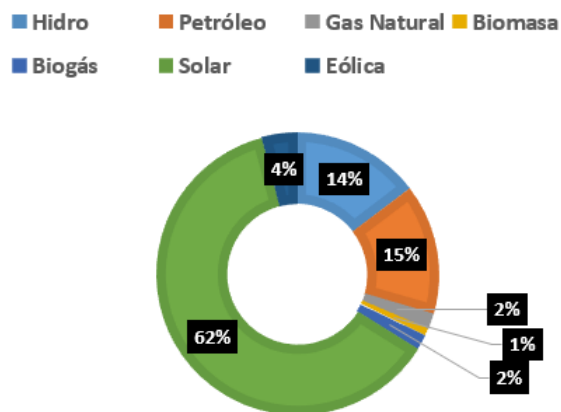


Figura 2.2: PMGD por tecnología a octubre 2020. Elaboración propia.

tando un aumento sostenido en el tiempo, tal como se observa en la figura 2.3 (elaborada a partir de [34]). Además, destaca el aumento importante hacia el 2019, lo que se explica por las modificaciones realizadas a la ley en el 2018 que otorgan una mayor flexibilidad y vuelven más atractivo este tipo de proyectos. Todo lo anterior conlleva a una potencia instalada total de 42,026 [MW] a finales del 2019.

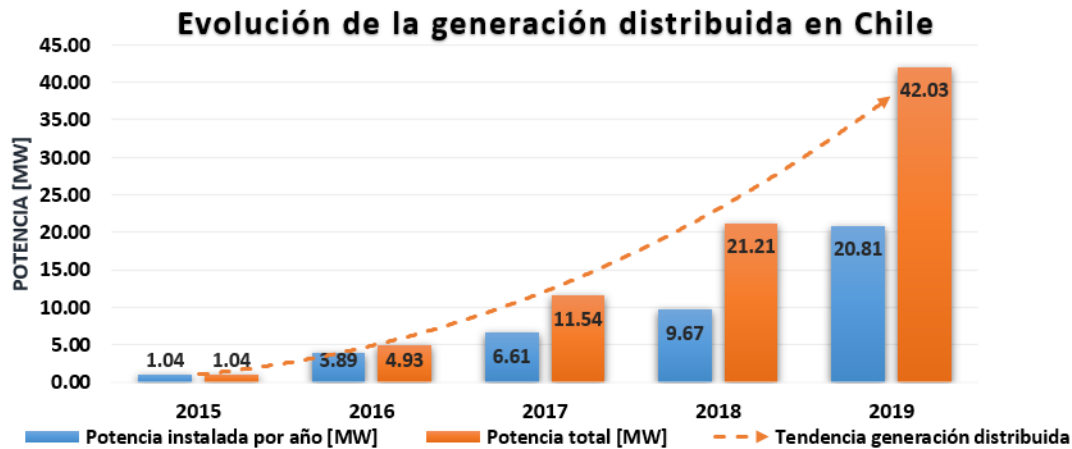


Figura 2.3: Evolución de la generación distribuida a lo largo de los años en Chile. Elaboración propia.

Por otra parte, en la figura 2.4 (elaborada a partir de [34]) se aprecia que las instalaciones GD son de tipo hidráulica, eólica-solar, biomasa, solar y cogeneración eficiente, siendo la tecnología solar la que aporta la mayor potencia instalada (41,923 [MW]).

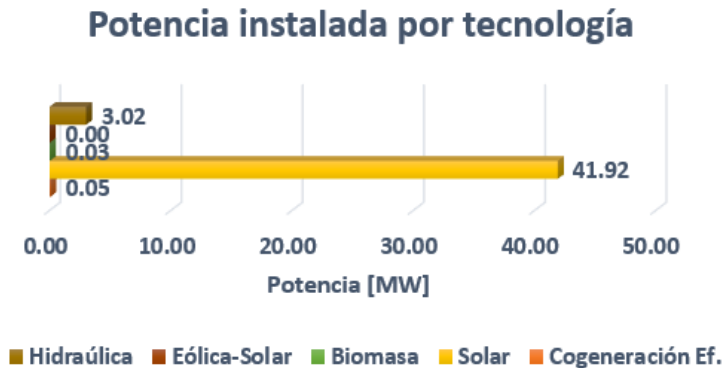


Figura 2.4: Potencia instalada de GD por tecnología al 2019. Elaboración propia.

En cuanto a la inscripción de dichas instalaciones, se registra un total de 5588 a fines del 2019, número que si se compara con la cantidad de clientes de las distribuidoras (6.774.927 finales del 2019 [19][20]) es bastante bajo aún. De todas formas, en la figura 2.5, elaborada a partir de [34], se destaca la III región con 1928 instalaciones, seguida de la región Metropolitana con 1542 y la V región con 414. Ahora bien, en términos de capacidad instalada, en la figura 2.6, elaborada a partir de [34], el panorama cambia: en primer lugar resalta la región Metropolitana con 12,81 [MW], seguida de la VI y VII región con 6.35 y 6.25 [MW], respectivamente.

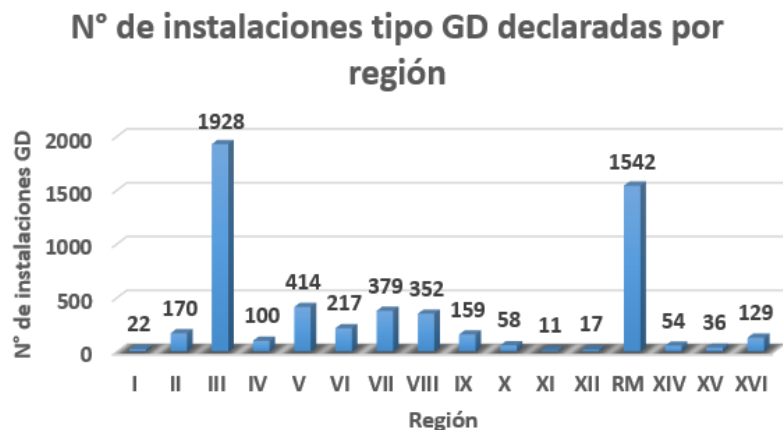


Figura 2.5: Proyectos de generación distribuida por región al 2019. Elaboración propia.



Figura 2.6: Potencia instalada por región al 2019. Elaboración propia.

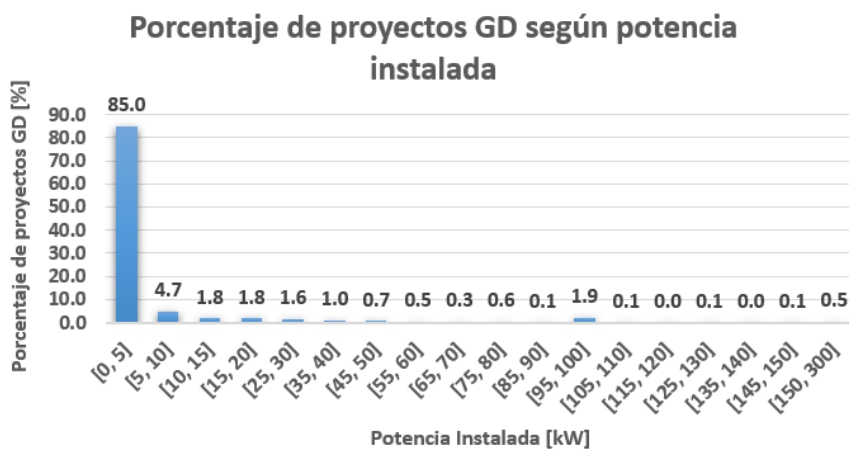


Figura 2.7: Cantidad de proyectos de generación distribuida según capacidad instalada al 2019. Elaboración propia.

Si se clasifican los proyectos según la capacidad instalada, se obtiene el gráfico de la figura 2.7 (elaborada a partir de [34]), donde se muestra que la mayor cantidad de instalaciones es inferior 5[kW] (85 %, lo que equivale a 4722 proyectos), lo que está fuertemente ligado al sector residencial. Si se observan los proyectos hasta el límite residencial (20 [kW]) en la figura 2.8 elaborada a partir de [34], se aprecia que representa al 93 % del total de proyectos y que hay una gran concentración para tamaños pequeños (0 a 10 [kW]).

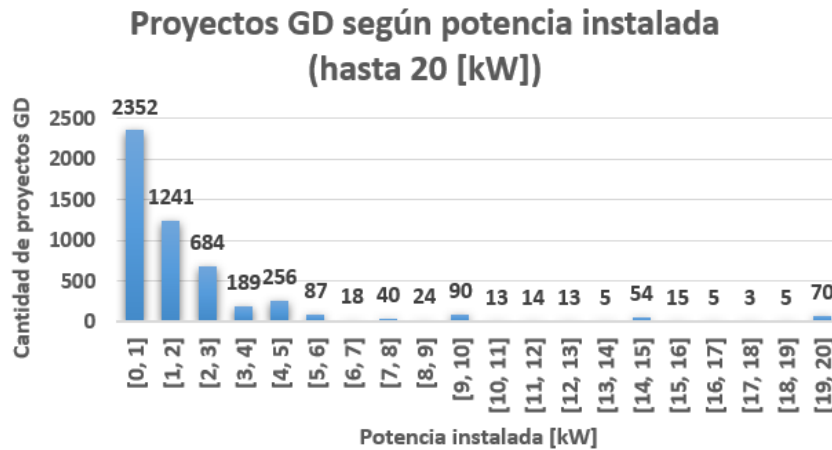


Figura 2.8: Cantidad de proyectos de generación distribuida según capacidad instalada inferior a 20 [kW] al 2019. Elaboración propia.

Dado lo expuesto en los gráficos anteriores, si bien queda mucho por avanzar, se demuestra que la generación distribuida va en aumento en el territorio nacional y se espera que continúe esta tendencia en los próximos años. Lo anterior también corresponde a una señal de la penetración de energías renovables en el país, destacándose la presencia de la energía solar en el caso de generación para el autoconsumo.

2.2.3.1. Aspectos legales de la generación distribuida en Chile

La generación distribuida es aquella proveniente de hogares, comercios o industrias conectadas a la red de distribución. La ley 20.571, creada en el 2014, busca fomentar el autoconsumo de electricidad de clientes regulados permitiéndoles contar con equipos de generación para su propio consumo y otorgando el derecho de inyectar los excedentes de los usuarios que posean medios de generación con energías renovables no convencionales o cogeneración eficiente. Por parte de la empresa distribuidora, deben valorizarse dichas inyecciones al precio de la energía que cobra por los consumos y descontarse de la cuenta de luz [15].

En el año 2018, se introdujeron modificaciones a la ley 20.571 mediante la ley 21.118 [35], destacándose:

- El aumento de la capacidad instalada máxima permitida de 100 a 300 [kW], lo que permite que usuarios comerciales y pequeñas industrias puedan generar su propia electricidad.
- La instalación de sistemas comunitarios de generación a partir de energías renovables no convencionales o cogeneración eficiente.

- La aplicación de descuentos sobre todos los cargos de suministro.
- La posibilidad de traspasar excedentes a otras instalaciones del mismo propietario que estén conectadas a redes de distribución del mismo concesionario.

De la mano con lo anterior, el “Reglamento Netbilling”[36], publicado el año 2020, señala 3 modalidades de operación para el autoconsumo con posibilidad de inyectar sus excedentes:

- Generación Individual: asociado a un único usuario final, con el fin de abastecer su propio consumo e inyectar los excedentes de energía.
- Generación Individual con Descuentos Remotos: generación individual cuyos excedentes de energía son descontados de los cargos por suministro eléctrico de otro inmueble o instalación de propiedad del mismo cliente conectado a la misma empresa distribuidora.
- Generación Conjunto o Comunitaria: dos o más usuarios finales conectados a la misma red de distribución deciden abastecer sus propios consumos y aprovechar los excedentes de su sistema para descontarlos de las boletas de todos los usuarios coordinados.

Independiente del modo de operación, para la conexión del sistema de generación distribuida a la red, es necesario contactar a un profesional o empresa autorizada por la SEC, tanto para el proceso de instalación como para la inscripción [15]. En términos generales, el proceso tiene los siguientes hitos principales [36][37]:

1. El cliente final debe realizar una Solicitud de Conexión a la Red (SCR) a la empresa distribuidora respectiva, la que debe responder la SCR.
2. El cliente final debe manifestar su conformidad a la distribuidora, en un plazo máximo de 20 días hábiles luego de recibir la respuesta de la SCR. Esto tiene una vigencia de 6 meses a contar de la recepción de la misma.
3. La instalación del equipamiento de generación y declaración de puesta en servicio deben ser realizadas por instaladores autorizados por la SEC.
4. El cliente final debe presentar una Notificación de Conexión (NC) a la empresa distribuidora.
5. La distribuidora y el usuario final deben firmar un contrato de conexión en un plazo de 5 días hábiles contando desde la recepción de la NC.
6. Una vez firmado el contrato, la distribuidora efectuará o supervisará la conexión del equipamiento de generación.

En cuanto a las inyecciones que realicen los usuarios, producto de un excedente de energía respecto de su consumo, deben valorizarse al precio nudo de energía que las empresas distribuidoras traspasan mensualmente a los usuarios; además, deben incorporarse las menores pérdidas de energía de la empresa asociadas a las inyecciones de energía efectuadas por la generación, es decir, el precio nudo de la energía debe multiplicarse por los factores de pérdidas medias de energía asociados a la opción tarifaria del usuario final.

La valorización realizada debe descontarse de los cargos por suministro eléctrico de la facturación correspondiente al mes en el que se efectuaron las inyecciones. Si se trata de una Generación Conjunto o Comunitaria, los descuentos son aplicados a los propietarios de la instalación de acuerdo a las reglas de repartición de inyecciones estipuladas en el contrato de propiedad conjunta. Por otra parte, si se trata de una Generación Distribuida por Descuentos

Remotos, las inyecciones se descuentan de los cargos de suministro eléctrico de los inmuebles o instalaciones de propiedad del mismo cliente conectadas a la red de la misma distribuidora, respetando el porcentaje de inyecciones asignado a cada uno de ellos.

Si la valorización de los descuentos es superior a los cargos, entonces la boleta llega a \$0 y los excedentes restantes se traspasan al próximo mes reajustándose con el índice de precios al consumidor. Si estos remanentes no han podido ser descontados luego de un tiempo determinado por el contrato, deben ser pagados al cliente por la empresa distribuidora; esto sucede cuando:

- se trata de clientes residenciales con potencia conectada igual o inferior a 20 [kW].
- se trata de personas jurídicas sin fines de lucro con potencia conectada igual o inferior a 50 [kW].
- la instalación fue diseñada originalmente para el autoconsumo, lo que se debe demostrar. Además, no puede corresponder a Generación Conjunto y Generación Individual con Descuentos Remotos, salvo que este último esté asociado a una persona jurídica sin fines de lucro.

En caso de que no se cumplen ninguna de las condiciones mencionadas, los excedentes que no puedan ser descontados se transforman en un ahorro para todos los usuarios de la misma comuna.

2.2.4. Impacto de la generación distribuida en redes de distribución

Una alta penetración de generación distribuida puede traer varios impactos técnicos, siendo los sobrevoltajes uno de los más negativos, por lo que controlar la tensión en sistemas de distribución es un problema crítico y diferente al sistema de transmisión debido a que la resistencia es comparable a la reactancia de la línea.

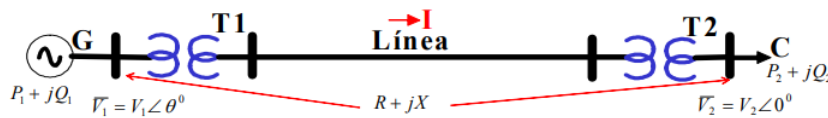


Figura 2.9: Circuito radial sin admitancias.

Para explicar lo anterior, en la figura 2.9 obtenida de [38] se presenta un circuito radial y sin admitancias, representativo de sistemas de transmisión y distribución. Aplicando la ley de Kirchhoff se obtiene la ecuación 2.2 y el diagrama fasorial de la figura 2.10.

$$V_1 = V_2 + (R + jX) \cdot I = V_2 + RI + jXI \quad (2.2)$$

Asumiendo que el desfase θ entre las tensiones V_1 y V_2 es pequeño (menor a 10°), el voltaje “drop” o gradiente de tensión G es aproximadamente la parte real del producto ZI , lo que corresponde a lo escrito en la ecuación 2.3 [38][39].

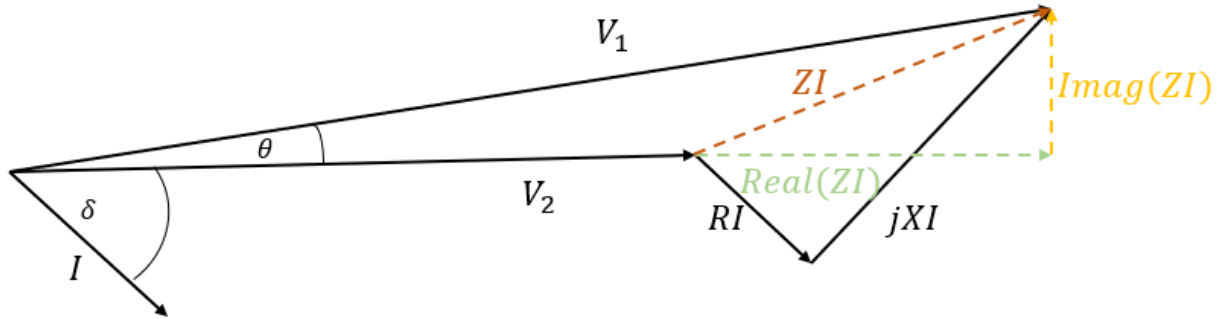


Figura 2.10: Diagrama fasorial de una línea con voltajes V_1 y V_2 en sus extremos, corriente I , e impedancia $R + jX$

$$G = |V_1| - |V_2| = \frac{RP_2 + XQ_2}{V_2} \quad (2.3)$$

Cuando $0 < R \ll X$, como sucede en líneas de transmisión, se puede aproximar $G \approx \frac{XQ_2}{V_2}$. De dicha expresión, se aprecia que el control de tensión depende de los reactivos y la reactancia de la línea. Sin embargo, para redes de distribución no es válida esta aproximación, ya que la resistencia no es despreciable respecto a la reactancia, traduciéndose en que el gradiente depende de la potencia activa, reactiva e impedancia de la línea.

Entonces, cuando se introduce generación distribuida, estos flujos de potencia se modifican, siendo la más afectada la potencia activa, pudiendo revertir el sentido hacia la red. En este escenario, pueden producirse alzas de tensión, mayores a lo permitido por la norma.

2.2.5. Redes inteligentes

El concepto de redes inteligentes surge en reacción a las necesidades ambientales y energéticas. La cualidad de inteligente proviene de la integración de las acciones de los usuarios (que pueden consumir y generar) y los demás segmentos de generación, transmisión y distribución que tradicionalmente entregan el suministro [7]. Todo esto conlleva a la utilización de nuevas estrategias de control y optimización, lo que se traduce en el uso de tecnologías para que la electricidad sea entregada de forma segura, eficiente y económica [6]. Además, se genera un cambio de paradigma, ya que de una red centralizada y pasiva que funciona desde proveedores a consumidores, se cambia a un modelo de red donde los consumidores pueden ser receptores y emisores al mismo tiempo.

En este contexto, aparecen los recursos energéticos distribuidos o *distributed energy resources* (DER), impulsados por la búsqueda de fuentes energéticas amigables y además, son una alternativa a la expansión de la red, manejando la carga para evitar o al menos retrasar grandes inversiones [9][10]. En particular, la generación distribuida, almacenamiento de energía y respuesta de la demanda son parte de los DERs.

Por otra parte, transformadores con cambiadores de derivación bajo carga u *On Load Tap Changing* (OLTC) y bancos de capacitores han sido tradicionalmente utilizados para el

control Volt/Var [40]. En este nuevo escenario, también pueden ser integrados junto con los demás elementos mencionados.

Para el presente trabajo, la integración inteligente de generación distribuida con uso de inversores, controlando potencia activa y reactiva, y batería conforman las estrategias de gestión energética involucradas en los flujos de potencia.

2.3. *Optimal Power Flow* y sus distintas formulaciones

El flujo óptimo de potencia u *optimal power flow* (OPF) es usado para determinar la operación eficiente que permita abastecer la demanda y satisfacer las restricciones operacionales de la red eléctrica. Además, con la llegada de las redes inteligentes y la penetración de DERs, el sistema de distribución se está transformando en una red bidireccional y activa, convirtiendo al OPF en una herramienta útil para encontrar soluciones que cubran todos los aspectos de interés en el flujo, entre ellos, minimización de pérdidas, control Volt/VAR y gestión eficaz de DERs.

En varias ocasiones, se trata de un problema no lineal, no convexo y NP-difícil ⁴. Para el caso de la transmisión, es posible bajo ciertos supuestos transformar el problema a uno convexo; sin embargo, esto no es directamente aplicable a redes de distribución por la alta relación R/X, los alimentadores radiales y las grandes variaciones de voltaje en barras, quedando restricciones no lineales entre los flujos y voltajes que vuelven no convexo al problema [41][42][43][44]. En consecuencia, varios investigadores han propuesto distintas formulaciones relajadas y/o aproximadas, las que utilizan herramientas de optimización convexa y así se garantiza la optimalidad de la solución. En este contexto, el primer gran avance se obtuvo con el uso de la relajaciones *Second Order Conic Programming* (SOCP) [45] y *Semi-Definite Programming* (SDP) [46].

Antes de ahondar en los enfoques principales del OPF, es de relevancia definir el concepto de programación convexa para comprender las definiciones de las secciones 2.3.1 y 2.3.2. Un problema convexo es aquel que posee una función convexa a minimizar y las variables involucradas están en un conjunto convexo. Explicado de forma intuitiva:

- Un conjunto es convexo si dada una recta cualquiera, que una dos puntos cualquiera del conjunto, está totalmente contenida en el conjunto; de lo contrario, es cóncavo.
- Una función es convexa si la imagen por f del segmento $[x,y]$ queda por debajo de la recta que une $(x, f(x))$ y $(y, f(y))$ (ver figura 2.11 obtenida de [47]).

El hecho de que un problema sea convexo, implica que puede ser resuelto de forma óptima con algoritmos eficientes existentes; generalmente, esto no sucede y las soluciones pueden ser no óptimas sobretodo cuando la dimensionalidad del problema es elevado. Por este motivo, es que los investigadores colocan sus esfuerzos en que el OPF pueda plantearse como convexo.

⁴Los problemas NP-difícil, NP-duros o NP-*hard* son aquellos que se abordan y se resuelven en un tiempo polinomial no-determinista.

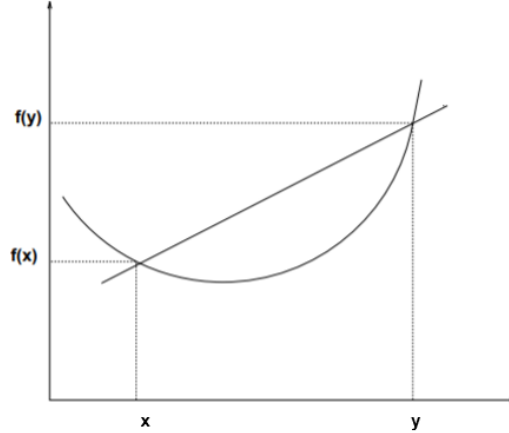


Figura 2.11: Esquema intuitivo de la definición de función convexa.

2.3.1. Formulación SOCP

$$\text{minimizar } f^T x \quad (2.4a)$$

$$\text{sujeto a } \|A_i x + b_i\|_2 \leq c_i^T + d_i \quad i = 1, \dots, m \quad (2.4b)$$

$$F x = g \quad (2.4c)$$

La formulación SOCP descrita en el conjunto de ecuaciones 2.4, $x \in \mathbb{R}^n$ es la variable a optimizar, con un funcional y restricciones que definen un conjunto convexo [48][49]. Se caracteriza por tener condiciones como la de la ecuación 2.4b, lo que define la geometría de un cono. La aplicación de SOCP en el OPF se utilizan para expresiones de la forma $\|A_i x + b_i\|_2 = c_i^T + d_i$, las que son transformadas a desigualdad. Esta relajación permite trabajar en un conjunto convexo debido a que el espacio de soluciones factible, que inicialmente era la superficie del cono, se transforma al cuerpo completo del cono descrito, reduciendo la complejidad del problema. Po lo mismo, también se amplía la cantidad de soluciones factibles, pudiendo dar como solución una que es factible para el problema relajado, mas no para el original.

Un ejemplo de esto es la condición en igualdad $v_i l_{ij} = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, con v_i el cuadrado del voltaje en el nodo i , l_{ij} el cuadrado de la corriente en la línea i - j , P_{ij} la potencia activa en la línea i - j y Q_{ij} la potencia reactiva en la línea i - j . La versión relajada consiste en $v_i l_{ij} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, la que describe el cono de la figura 2.12 elaborada a partir de [50]. Esta geometría permitiría que la solución encontrada pueda cumplir con $v_i l_{ij} > P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, en cuyo escenario se ubicaría estrictamente dentro del cono. Lo anterior es relevante ya que se trataría de una solución infactible para el problema original. En otras palabras, en el OPF original y sin restricciones para el voltaje, cuando se minimizan las corrientes, implícitamente se maximizan las tensiones; entonces para una red de 2 barras, el conjunto de soluciones son 2 puntos correspondientes al voltaje más alto y más bajo posible, siendo el primero la solución óptima en el punto c de la figura 2.13 (obtenido de [51]). En contraste, la relajación SOCP incluye el interior de la superficie convexa, “uniendo” las soluciones de mayor y menor voltaje permitido acorde a las resctrcciones de balance de potencia del sistema. Aún así, la solución

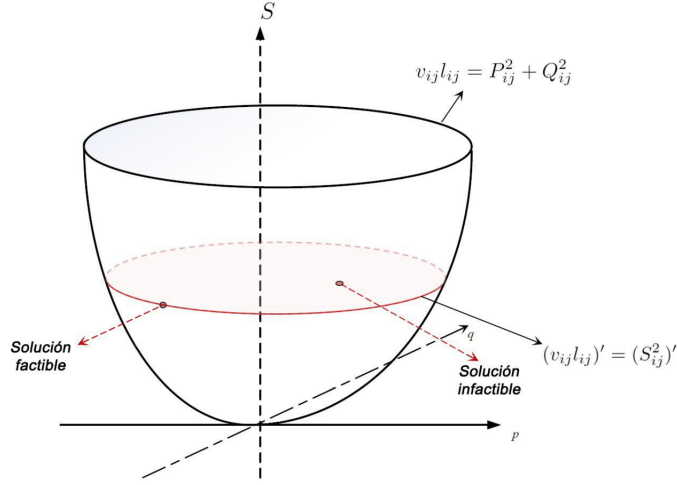


Figura 2.12: Representación del cono formado por $v_{ij}l_{ij} \geq P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$. Un valor en particular de $(s_{ij}^2)' = v_{ij}'l_{ij}'$ define una circunferencia de radio $|s_{ij}|$. Entonces, la optimización podría dar como resultado una solución perteneciente a dicha circunferencia (factible) o dentro de la superficie que rodea (no factible).

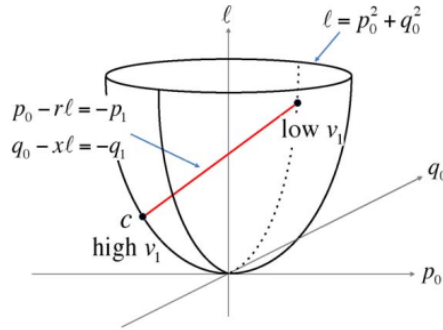


Figura 2.13: Esquema de soluciones factible para OPF-SOCP original y relajado, para un sistema de 2 barras.

óptima sigue siendo cuando el voltaje es mayor (i.e. la corriente es menor) en el punto c. La relajación se vuelve inexacta en 2 circunstancias, que pueden darse simultáneamente y son condiciones de estrés para el problema [51]:

- Si se agrega un límite superior para el voltaje (i.e. límite inferior para la corriente l), que excluye la solución óptima vista desde el OPF real, el óptimo del problema relajado estará en la recta, pero no en la superficie del cono. Esta solución no es parte del conjunto factible del problema original.
- Si no se minimiza una función de la corriente, no se buscan los voltajes más altos (que son los que permiten la eficiencia en el transporte de energía en la red), por lo que la solución en el problema relajado puede estar dentro del cono, pero no corresponderá al mayor voltaje posible que está en la superficie del cono. Dicho punto tampoco es parte del conjunto factible del problema original.

2.3.2. Formulación SDP

$$\text{minimizar } C \bullet X = \sum_{i,j} c_{ij}x_{ij} \quad (2.5a)$$

$$\text{sujeto a } A_i \bullet X = b_i, \text{ con } i = 1, \dots, m \quad (2.5b)$$

$$X \succeq 0 \quad (2.5c)$$

SDP es un problema convexo [52], donde la función a optimizar y las restricciones definen un conjunto convexo, como se aprecia en el conjunto de ecuaciones 2.5. Se caracteriza por una matriz X , variable del problema, que es semidefinida positiva y simétrica [53]. Esta última cualidad también le otorga las siguientes propiedades [54]:

1. Es semidefinida positiva.
2. No posee valores propios negativos.
3. Puede escribirse como $V^T V$ para alguna matriz $V \in \mathbb{R}^{m \times n}$, con $m \leq n$.

Usualmente, la propiedad 3 es aprovechada para realizar un cambio de variable y así reformular el OPF. Esta expresión no es incluida directamente dentro de la optimización, pero en su lugar se utiliza la ecuación 2.6, la que obliga a que la matriz variable corresponda al producto matricial descrito [42][43]. Finalmente, se agregan las Ecuaciones 2.6 y 2.7 a las restricciones iniciales del problema.

$$\text{rank}(X) = 1 \Leftrightarrow X = \eta \cdot \alpha \alpha^T, \text{ con } \eta = \pm 1 \quad (2.6)$$

$$X \succeq 0 \quad (2.7)$$

Si bien se tiene una formulación del tipo SDP, al introducir la Ecuación 2.6 el OPF se vuelve no convexo, por lo que la versión relajada consiste en ignorar momentáneamente dicha restricción. Una vez que se ha resuelto, sólo se tratará de una solución óptima global si se verifica la condición 2.6.

A partir de estos planteamientos, se han desarrollado otros como la relajación cuadrática [55], relajación cordal [56], jerarquía de suma de cuadrados o momentos [57] y SOCP secuencial [58], además de ampliar estos modelos de una fase balanceada a 3 fases desbalanceadas. Por ejemplo, en [42] se proponen 2 formulaciones SDP relajadas, que se diferencian en el planteamiento de las restricciones, pero comparten la representación de cada fase del sistema; además, se prueba que la primera existe sí y sólo sí la segunda es exacta y se compara la estabilidad numérica de cada una. En [43] también se utiliza la formulación SDP para resolver el OPF para las 3 fases y el neutro, agregando las cargas como una admitancia constante en la matriz de admitancia. También, no es extraño el uso de expansión de Taylor, variables binarias y las últimas lecturas obtenidas del sistema SCADA como herramientas para simplificar expresiones del OPF y así hacerlo menos complejo. Esto se puede encontrar en

[59], donde se presentan 2 formulaciones que modelan las 3 fases con ciertas simplificaciones matemáticas: en primer lugar, crea una versión lineal del OPF a partir de las lecturas del SCADA, lo que obliga a que el problema sea resuelto en 2 etapas, además de eliminar ciertos términos asociados a pérdidas y desfases pequeños. Luego, crea una versión cuadrática y convexa del OPF utilizando expansión de Taylor para simplificar algunas restricciones y usando un punto de operación estimado para los voltajes. Ambas versiones consideran modelaciones enteras mixtas para el transformador.

2.4. Modelamiento del problema

En esta sección se dan a conocer las ecuaciones utilizadas en la optimización, tanto las asociadas al flujo de potencia, limitaciones operacionales y representativas de elementos presentes en la red.

2.4.1. Restricciones de flujo de potencia y operacionales

Realizar un flujo de potencia busca determinar la operación de un sistema, obteniendo valores para variables relevantes del sistema, como voltajes y ángulos en nodos, y corrientes y potencias por cada rama de un sistema de transmisión o distribución. Usualmente, suele pensarse la red en equilibrio, por lo que se modela por su equivalente monofásico en por unidad. De los métodos basados en este principio, destacan Gauss-Seidel y Newton-Raphson.

Para este trabajo, es relevante que se involucre la potencia reactiva en el cálculo para la obtención de perfiles de voltaje. Se consideró el enfoque SOCP mencionado en la sección 2.3, debido a que es aplicable a redes radiales, su planteamiento es intuitivo y su exactitud está probada.

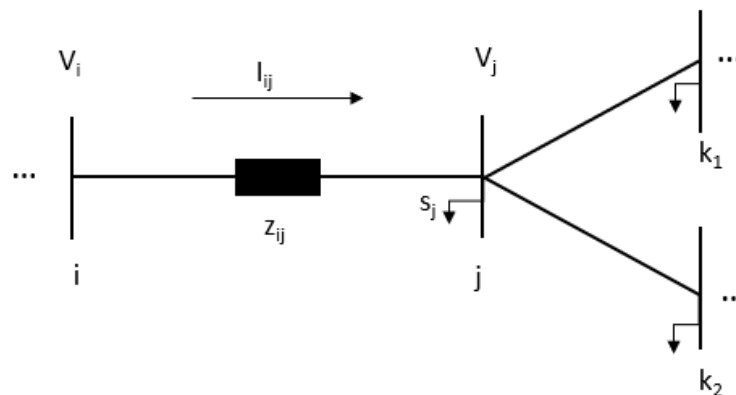


Figura 2.14: Esquema de una línea comprendida entre los nodos i e j y sus variables asociadas.

A partir de la figura 2.14, el balance de potencia es directo (ver ecuaciones 2.12a y 2.12b): la potencia de entrada se ve disminuida por las pérdidas y aumentada/disminuida por lo que se conecta a la barra j (consumo, generación y/o almacenamiento); esto equivale a la suma del flujo de entrada de todas las líneas conectadas en j . También, acorde a la restricción matemática de la potencia aparente que define el cono de la formulación SOCP, esto es

$S_{ij}^2 = L_{ij}U_i = P_{ij}^2 + Q_{ij}^2$, y como el presente trabajo utiliza la versión relajada, se tiene la ecuación 2.12d. Además, deben incluirse las limitaciones de voltaje, ampacidades de línea y capacidad de los transformadores MT/BT, tal como se aprecia en las ecuaciones 2.12e, 2.12f y 2.12g.

En cuanto a la caída de voltaje, no es tan directa su formulación, la cual se detalla a continuación. Aplicando la ley de Kirchhoff, el voltaje al final de la línea ij (v_j) va a estar dado por el voltaje en i (v_i) y la caída del voltaje en la impedancia:

$$v_j = v_i - z_{ij}I_{ij} \quad (2.8)$$

Luego, aplicando el módulo al cuadrado y propiedades de variables complejas:

$$|v_j|^2 = (v_i - z_{ij}I_{ij}) \cdot (v_i - z_{ij}I_{ij})^* = (v_i - z_{ij}I_{ij}) \cdot (v_i^* - z_{ij}^*I_{ij}^*) \quad (2.9)$$

Desarrollando la expresión anterior, se tendrán diversos términos, entre ellos z_{ij}^2 , v_i^2 e I_{ij}^2 , estos 2 últimos se denominarán desde ahora U_i y L_{ij} . Sobre los 2 términos restantes en la ecuación 2.10 se debe notar que uno es el conjugado del otro, por lo que su suma es 2 veces la parte real del complejo.

$$U_j = U_i + z_{ij}^2 + L_{ij} - (v_i z_{ij}^* I_{ij}^* + v_i^* z_{ij} I_{ij}) = U_i + z_{ij}^2 + L_{ij} - 2 \cdot \text{Re}(v_i z_{ij}^* I_{ij}^*) \quad (2.10)$$

Para desarrollar el complejo $v_i z_{ij}^* I_{ij}^*$, se deben tener en cuenta que $v_i I_{ij}^2$ es la definición de potencia aparente y $z_{ij}^* = R_{ij} - jX_{ij}$. Entonces, el producto es el presente en la ecuación 2.11 y su parte real equivale a $P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij}$. Finalmente, la caída de voltaje es la descrita en la ecuación 2.12c.

$$v_i z_{ij}^* I_{ij}^* = P_{ij}R_{ij} + Q_{ij}X_{ij} + j(Q_{ij}R_{ij} - P_{ij}X_{ij}) \quad (2.11)$$

Entonces, las restricciones del problema de optimización son las que se muestran a continuación:

$$P_{ij,t} - L_{ij,t}R_{ij} + \sum P_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k, k \neq j} P_{jk,t} \quad (2.12a)$$

$$Q_{ij,t} - L_{ij,t}X_{ij} + \sum Q_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k, k \neq j} Q_{jk,t} \quad (2.12b)$$

$$U_{i,t} - U_{j,t} = 2(R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) - (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)L_{ij,t} \quad (2.12c)$$

$$L_{ij,t}U_{i,t} \leq P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad (2.12d)$$

$$U_{min} \leq U_{ij,t} \leq U_{max} \quad (2.12e)$$

$$L_{ij,t} \leq L_{max} \quad (2.12f)$$

$$(P_{consumo-k} - P_{pv-k})^2 + (Q_{consumo-k} - Q_{pv-k})^2 \leq S_{transformador-k}^2 \quad (2.12g)$$

Las variables utilizadas son:

- $U_{i,t}$: cuadrado del voltaje en nodo i y en el tiempo t .
- $L_{ij,t}$: cuadrado de la corriente en la línea ij y en el tiempo t .
- $P_{ij,t}$, $Q_{ij,t}$: potencia activa y reactiva en el la línea ij y en el tiempo t .
- P_j, t , Q_j, t : potencia activa y reactiva inyectada desde nodo j , en el tiempo j .
- R_{ij} , X_{ij} : resistencia y reactancia de la línea ij .

2.4.2. Modelo de cargas

Los modelos de carga se dividen en dos grandes grupos:

- Estáticos: expresan algebraicamente dependencias con el voltaje y la frecuencia, independiente del tiempo.
- Dinámicos: son dependientes del tiempo, además del voltaje y la frecuencia.

Los modelos estáticos son apropiados cuando las respuestas de carga a los cambios de voltaje o frecuencia son tan rápidos que el equipo de medición no puede capturar la respuesta transitoria, o si el interés se centra en las respuestas de carga sin transitorios [60].

Dentro de los modelos estáticos se distinguen:

- Potencia constante: la potencia se mantiene constante frente a variaciones de voltaje. También es llamado “modelo de carga MVA” [61].
- Corriente constante: la potencia varía linealmente con el voltaje [61].
- Impedancia constante: la potencia varía de acuerdo con el cuadrado del voltaje. También es denominado “modelo de admitancia” [61].
- Exponencial: representa la carga con funciones exponenciales del voltaje V y la frecuencia f . En el conjunto de ecuaciones 2.13, los exponentes k_{pv} , k_{qv} , k_{pf} y k_{qf} son parámetros del modelo, mientras que P_n , Q_n , V_n y f_n son los valores nominales de potencia activa, reactiva, voltaje y frecuencia, respectivamente. Usualmente, la dependencia de la frecuencia es omitida, debido a que las desviaciones de esta variable son pequeñas en

comparación a las de voltaje; entonces, el modelo queda descrito sólo con la dependencia del voltaje y puede describir a los modelos de potencia constante ($k_{pv} = k_{qv} = 0$), corriente constante ($k_{pv} = k_{qv} = 1$) e impedancia constante ($k_{pv} = k_{qv} = 2$) [61].

$$P = P_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{pv}} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{k_{pf}} \quad (2.13a)$$

$$Q = Q_n \left(\frac{V}{V_n} \right)^{k_{qv}} \left(\frac{f}{f_n} \right)^{k_{qf}} \quad (2.13b)$$

- Polinomial: También denominado ZIP, muestra una mezcla de los modelos de impedancia, corriente y potencia constante. En el conjunto de ecuaciones 2.14, Z_p , Z_q , I_p , I_q , P_p y P_q son parámetros del modelo y representan los porcentajes de carga de impedancia, corriente y potencia constante. Además, $(1 + k_{pf}\Delta f)$ refleja la dependencia con la frecuencia, pero es ignorado generalmente al igual que en el modelo exponencial [61].

$$P = P_n \left(Z_p \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + I_p \left(\frac{V}{V_n} \right) + P_p \right) (1 + k_{pf}\Delta f) \quad (2.14a)$$

$$Q = Q_n \left(Z_q \left(\frac{V}{V_n} \right)^2 + I_q \left(\frac{V}{V_n} \right) + Q_q \right) (1 + k_{qf}\Delta f) \quad (2.14b)$$

Para este trabajo, las cargas son consideradas de potencia constante, en otras palabras, la potencia se mantendrá constante para variaciones de voltaje y frecuencia. En la realidad, las cargas sí poseen dichas dependencias, lo que implica que el modelo de potencia constante es una simplificación del problema y evita el uso de expresiones no lineales, pero corresponde al escenario más conservador debido a que ve más problemas que los demás modelos.

Utilizando lo visto en la sección 2.2.4, la caída de voltaje puede reescribirse como se indica en la ecuación 2.15. Con esta base, es posible entender la diferencia entre los modelos. Por ejemplo, en el caso de la generación distribuida, cuando la inyección en la barra (P_{GD}) sea mayor al consumo (P_{carga}) existirá una subida de voltaje; para un modelo de carga de potencia constante, este cambio en la tensión no afectará la potencia, no así para los modelos de corriente e impedancia constante, donde la potencia de la carga también aumentará. Luego, producto de esto mismo, la subida de voltaje se verá “amortiguada” dado el aumento de la potencia hacia la carga.

$$\Delta V = \frac{((P_{carga} - P_{GD}) \cdot R + (Q_{carga} - Q_{GD}) \cdot X)}{V_2} \quad (2.15)$$

De forma análoga, puede analizarse el caso para una caída de voltaje. Por ejemplo, si se conecta un vehículo eléctrico, la potencia de carga en ese punto aumentará; para un modelo de carga de potencia constante, la tensión sólo verá una disminución, es decir, una caída de voltaje. En cuanto a los modelos de corriente e impedancia constante, por esta misma disminución en el voltaje, habrá una disminución en P_{carga} y, por consiguiente, la caída de voltaje se reducirá.

De esta manera, los modelos de corriente e impedancia constante y el modelo zip representan menos problemas, debido a la relación entre voltaje y potencia que disminuye la subida de voltaje provocada por la GD. Por otra parte, dado que el modelo de potencia constante no

se ve afectado por las variaciones en el voltaje, su incremento estará dictado por la potencia inyectada por la GD sin incluir ningún efecto adicional, viendo así un sobrevoltaje mayor. Por lo tanto, los resultados de este trabajo representan la cota superior de problemas a encontrar.

2.4.3. Sistema de almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento son usados para almacenar energía durante los períodos *peak* de energía de alguna fuente no constante (como solar o eólica) y retroalimentar a la red en ausencia de esta. Existen diversas tecnologías, como los sistemas de bombeo hidráulico, supercondensadores, almacenamiento de aire de comprimido, baterías, entre otros. Esta última tecnología, que es de interés para este trabajo, se está considerando en muchas aplicaciones relacionadas con la generación distribuida. Por ejemplo, en agosto del 2020 el gobierno australiano en colaboración con Tesla ⁵ comenzaron a desarrollar un proyecto con 3.000 sistemas solares con almacenamiento residencial inicialmente, pudiendo aumentar a 50.000, siendo la red con recursos distribuidos más grande del mundo. Con la utilización de las baterías, una gran cantidad de energía podría ser almacenada para proveerse a la red en cuando se necesite [62]. Otro ejemplo se da en Estados Unidos, donde el 2019 Sunrun ⁶ ganó una licitación del operador de la red New England que implica abastecer de 20 [MW] a la red a través de sistemas solares con almacenamiento en alrededor de 5.000 hogares a partir del 2022. Este sistema permitiría que los consumidores utilizaran energía solar para su consumo y además coordinar las baterías para abastecer otros puntos de mayor demanda en la red [63].

2.4.3.1. Baterías: Generalidades

El uso de baterías es algo inevitable cuando hay un aumento de la penetración de generación distribuida en la red. Se caracterizan por almacenar energía en forma de energía electroquímica. Existen diversas tecnologías, siendo las más utilizadas ácido-plomo, níquel-cadmio e ion litio, cuyo funcionamiento se basa en reacciones de reducción y oxidación, es decir, mediante la pérdida y ganancia de electrones del cátodo y ánodo se produce una diferencia de potencial en los bornes de la batería.

2.4.3.2. Modelo de baterías

El modelo aplicado, que representa los procesos de carga y descarga de la batería, está inspirado en [64] y [65], el cual está compuesto por el siguiente grupo de ecuaciones:

⁵Empresa que fabrica y vende tecnología aplicada en vehículos eléctricos, baterías y generación solar residencial. Sitio web: tesla.com

⁶Empresa de recursos energéticos residenciales, en particular generación solar y almacenamiento. Sitio web: <https://www.sunrun.com/>

$$E_t = E_{t-1} + \Delta t \cdot \left(\eta^c P_t^c - \frac{P_t^d}{\eta^d} \right) \quad (2.16a)$$

$$E^{min} \leq E_t \leq E^{max} \quad (2.16b)$$

$$E_{inicial} = E_{t=0} \quad (2.16c)$$

$$P_{min}^c \cdot z_t^c \leq P_t^c \leq P_{max}^c \cdot z_t^c \quad (2.16d)$$

$$P_{min}^d \cdot (1 - z_t^c) \leq P_t^d \leq P_{max}^d \cdot (1 - z_t^c) \quad (2.16e)$$

Las variables involucradas son:

- η^c/η^d : eficiencia de carga/descarga.
- E_t : energía de la batería en el tiempo t .
- E^{min}/E^{max} : energía mínima y máxima permitida en la batería.
- P_t^c/P_t^d : potencia de carga/descarga en el tiempo t .
- $P_{min}^c/P_{max}^c - P_{min}^d/P_{max}^d$: potencia mínima y máxima de carga (superíndice c) y descarga (superíndice d) permitida en la batería.
- z_t^c : variable binaria que adquiere el valor de 1 cuando la batería se carga en el tiempo t ; de lo contrario, en la descarga es 0.

En específico, la Ecuación 2.16a representa el balance de energía en la batería entre el tiempo $t - 1$ y t , considerando la carga o la descarga que se puede estar produciendo en el instante t ; 2.16b se asocia a la capacidad de la batería, que puede ir desde un mínimo a un máximo dado por su diseño; 2.16c es la condición de inicial de la simulación, es decir, parte desde un determinado estado de carga, y 2.16d en conjunto con 2.16e limitan la potencia de carga y descarga, respectivamente, dadas por el diseño del equipo. Es importante destacar que las últimas 2 ecuaciones utilizan una variable binaria, z_t^c , que es 1 cuando el almacenamiento se carga, por lo que obliga a que la variable P_t^d sea nula; en caso contrario, si $z_t^c = 0$ la variable P_t^c debe ser 0. Es decir, se asegura que los procesos de carga y descarga no se den de forma simultánea.

2.4.4. Modelo de generación distribuida conectada con inversor

Conectar la generación distribuida vía inversor es ventajoso, ya que el factor de potencia puede ser controlado, permitiendo no sólo la inyección de potencia activa, sino también de potencia reactiva. Con la tecnología actual, se puede realizar lo anterior y, además, hacer un control de forma local y remoto.

Para este trabajo, las acciones de control están centradas en la generación o absorción de reactivos, acorde al factor de potencia resultante de la optimización, y la inyección de potencia activa limitada por la capacidad del panel fotovoltaico al que se encuentra conectado el inversor.

El siguiente desarrollo está basado en [66]. En términos generales, el inversor puede modelarse según el conjunto de ecuaciones 2.17, donde:

- P es la potencia activa a la salida del inversor.
- fdp factor de potencia.
- Q es la potencia reactiva a la salida del inversor.

$$0 \leq P \leq P_{max} \quad (2.17a)$$

$$fdp_{min} \leq fdp \leq 1 \quad (2.17b)$$

$$Q = P \cdot tg(\cos^{-1}(fdp)) \quad (2.17c)$$

Lo anterior utiliza funciones trigonométricas, lo que complejiza el modelo. Entonces, se reformulan las restricciones de modo que éstas sean lineales, tal como se muestra en el conjunto de ecuaciones 2.18; se introducen 2 nuevos parámetros: potencia aparente máxima a la salida del inversor o S_{max} , y factor de potencia mínimo o fdp_{min} . Es importante notar que en esta nueva formulación, la elección del factor de potencia queda implícito y sólo se calcula P y Q , de acuerdo a las restricciones. Además, Q pasa a estar limitado por una recta de pendiente $tg(\cos^{-1}(fdp_{min}))$, dado que fdp_{min} es un dato (ver ecuación 2.18c).

$$0 \leq P \leq S_{max} \quad (2.18a)$$

$$P^2 + Q^2 \leq S_{max}^2 \quad (2.18b)$$

$$Q \leq P \cdot tg(\cos^{-1}(fdp_{min})) \quad (2.18c)$$

Si se considera que el inversor también puede absorber reactivos, se reescribe la restricción para la potencia activa, de acuerdo a los factores de potencia mínimos (inductivo o capacitivo), como se describe en la ecuación 2.19. Para el caso particular de un factor de potencia específico, por ejemplo 0.8, la ecuación 2.19 se transformaría en la ecuación 2.20, restricción de tipo lineal para la variable Q .

$$- P \cdot tg(\cos^{-1}(fdp_{inductivo-min})) \leq Q \leq P \cdot tg(\cos^{-1}(fdp_{capacitivo-min})) \quad (2.19)$$

$$- 0,75 \cdot P \leq Q \leq 0,75 \cdot P \quad (2.20)$$

De esta forma, el inversor es modelado por las ecuaciones 2.18a, 2.18b y 2.19, lo que describe la región factible de operación de la figura 2.15. Cabe destacar que esto es aplicable a cada instante de tiempo.

2.5. Norma técnica de calidad de servicio para sistemas de distribución

Es relevante para este trabajo considerar la norma técnica nacional vigente [28]. En ella, se regulan aspectos técnicos, de seguridad, coordinación, calidad, información y económicos,

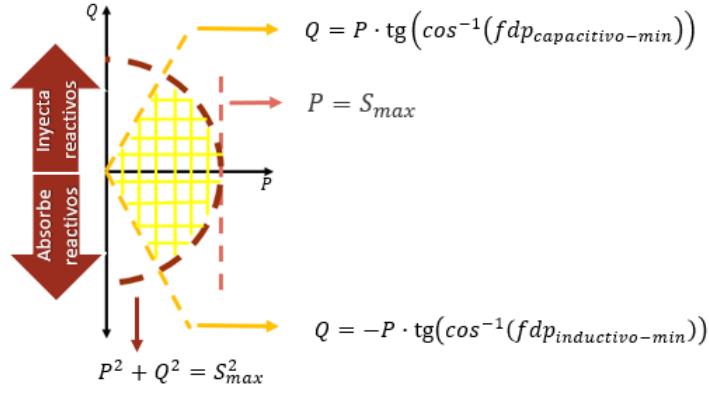


Figura 2.15: Diagrama P-Q dado por las ecuaciones 2.18a, 2.18b y 2.19 para el modelamiento del inversor.

con el objetivo de “establecer las exigencias y estándares de Calidad de Servicio para los Sistemas de Distribución de Energía Eléctrica”. Los componentes de la calidad de servicio son:

- Calidad de producto: relacionado con la tensión, frecuencia, flicker y distorsión armónica.
- Calidad de suministro: engloba las interrupciones de suministro (medidas con indicadores globales, SAIDI y SAIFI, y por cliente, TIC y FIC) y desconexiones programadas.
- Calidad comercial: contempla la conexión/ampliación de servicios, atención de reclamos, consultas y solicitudes, concurrencias ante fallas y reposición de suministro e indicadores de gestión comercial.
- Sistemas de Medida y Monitoreo: exigencias asociadas a SMMC (sistemas de medición, monitoreo y control) y monitoreo de la red de distribución.

De lo anterior, es de interés para este trabajo la calidad de producto, en particular, las métricas para la fluctuación de tensión.

2.5.1. Métricas de voltaje

Acorde a [28], para evaluar la regulación de tensión en un punto de la red se utiliza la Ecuación 2.21, donde ΔV_k es la regulación de tensión en el punto k en [%], V_k es la tensión de suministro en el punto k, determinada como promedio de las medidas en un intervalo de 15 minutos en [kV], V_n corresponde a la tensión nominal en el punto k en [kV].

$$\Delta V_k = \frac{|V_k - V_n|}{V_n} \cdot 100 \quad (2.21)$$

En estado normal o anormal, la tensión RMS promedio de intervalos de 15 minutos, debe encontrarse entre $V_n - 15\%$ y $V_n + 10\%$. Además, la Tabla 2.2 brinda valores para el comportamiento de las tensiones a lo largo de siete días de medición consecutiva, que se deben cumplir durante el 95% del tiempo, considerando el promedio de intervalos de 15 minutos, según lo establecido en [28].

Tabla 2.2: Límites para regulación de tensión de acuerdo a normativa chilena.

Tensión de la red / Densidad de la red	Alta y media	Baja y muy baja
Baja tensión	$\pm 7,5\%$	$\pm 10,0\%$
Media tensión	$\pm 6,0\%$	$\pm 8,0\%$

2.6. Sobrecarga de conductores

La sobrecarga de conductores se entiende como un aumento en la intensidad de corriente y que se encuentra por sobre la recomendada, pudiendo reducirse su vida útil por los fenómenos térmicos que se dan.

Si bien en la norma técnica no se explicita una obligación por parte de la distribuidora en controlar las sobrecorrientes, el no hacerlo las expone a presentar desgaste en los conductores, adelantando cambios y/o fallas, pudiendo traspasar los límites de interrupción de suministro estipulados y generando costos adicionales por refuerzo o cambio en la infraestructura existente.

Por estos motivos, en el modelamiento del problema es relevante considerar un máximo de corriente para cada línea.

2.7. Estado del Arte

2.7.1. Concepto de Hosting Capacity

Las tecnologías relacionadas a energías renovables están teniendo un rápido desarrollo debido a motivos técnicos, económicos, ambientales e iniciativas políticas y sociales. En este contexto se encuentra la generación distribuida, cuya excesiva penetración puede conducir a serios problemas en la red, como sobrevoltajes, sobrecargas de transformadores y alimentadores, fallas de las protecciones y distorsión armónica [67][68][69][70]. Para enfrentar estos desafíos, es importante conocer cuánta GD se puede integrar a la red, sin violar criterios operativos como ampacidad, calidad de voltaje/energía, protección y confiabilidad. Esto es lo que se conoce como *Hosting Capacity* (HC), un concepto introducido por André Even y desarrollado por Math Bollen, traído desde la computación, donde es definido como la capacidad de un servidor web para recibir solicitudes de acceso entrantes [71][67]. En la aplicación eléctrica suele definirse como la máxima penetración de DER que permite que el sistema opere satisfactoriamente; también, puede definirse como la máxima cantidad de unidades de GD, por ejemplo, que es posible integrar en un sistema de energía y que sobre ese valor, el rendimiento se vuelve inaceptable.

Los beneficios del concepto de HC es que es específico, medible y práctico al utilizar límites bien definidos para evaluar el nivel de penetración. Esto es lo que se representa esquemáticamente en la figura 2.16 (obtenido de [71]): para un valor límite de un indicador de estado de la red (como podría el voltaje o la corriente), la integración de DER es posible sólo hasta una determinada cifra, denominada HC de la red. Superado este límite, se debe incurrir en costos adicionales de operación y/o inversión para mantener la operación segura y eficiente de la red.

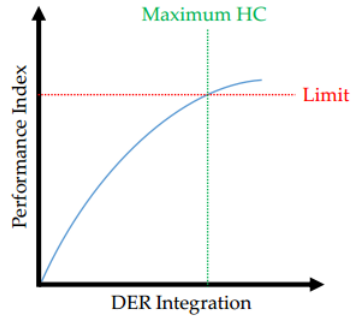


Figura 2.16: Esquema del concepto de *Hosting Capacity*, donde se limita la penetración de DER de acuerdo a algún indicador de rendimiento de la red.

2.7.2. Factores que limitan el *hosting capacity* de la red

Como ya se ha adelantado, la penetración de DER impacta en las variables de la red y, por ende, puede afectar a la red de distribución y a la correcta entrega del suministro. Entonces, los aspectos que limitan el HC típicamente son:

2.7.2.1. Problemas de voltaje

Cuando la potencia de salida de una unidad DER es mayor que la demanda, puede ocurrir un sobrevoltaje en la barra de carga, con una posible sobrecarga en el alimentador cercano [67]. Por otra parte, el voltaje puede sufrir una caída cuando la demanda aumenta por sobre el nivel de carga normal, como sucede con las estaciones de vehículos eléctricos [71].

En [72] se discute sobre el impacto en los perfiles de voltajes, lo que puede ser aproximado por la ecuación 2.22, con $|V_n|$ el voltaje de diseño determinado por la empresa distribuidora. En la expresión, hay 2 términos que determinan el aumento de tensión: $R \cdot P$ y $X \cdot Q$; dependiendo de cuál es el dominante, se determinará el método apropiado a aplicar. Por ejemplo, si la razón X/R es mayor, significa que $X \cdot Q$ es el término dominante y un control sobre los reactivos del sistema puede ser una solución apropiada para limitar el sobrevoltaje. Por el contrario, una razón X/R menor implica que el término que controla el sobrevoltaje es $R \cdot P$, lo que apunta a reducir la potencia activa mediante vertimientos o utilizando tecnologías de almacenamiento de energía.

En [73] se explican distintos efectos de una alta penetración solar y se concluye que los sobrevoltajes se vuelven notables cuando una gran cantidad de sistemas fotovoltaicos están conectados cerca del final de alimentadores largos y con poca carga. Lo anterior concuerda con la ecuación 2.22: lugares más alejados de la subestación ven una mayor impedancia y si además poseen unidades de generación distribuida, pueden haber flujos inversos de P y Q desde estos nodos, provocando que los voltajes aumenten.

$$\Delta V \approx \frac{(R \cdot P) + (X \cdot Q)}{|V_n|} \quad (2.22)$$

2.7.2.2. Problemas de corriente y pérdidas

Cuando se agregan DER, es posible que disminuyan las pérdidas y la carga desde el punto de vista del alimentador [67]. Esto ocurre con una adecuada ubicación de las unidades, siendo la más beneficiosa cuando se encuentra cerca de los puntos de consumo. Ahora bien, cuando el aporte de DER es mayor a la demanda, se invierten los flujos, llevando energía aguas arriba, pudiendo exceder el límite térmico de líneas y equipos, y elevando las pérdidas, siendo este el peor escenario posible [73][74].

2.7.2.3. Problemas de calidad de la energía

Cuando se integran recursos de generación distribuida, la potencia producida está en corriente continua, por lo que debe transformarse en corriente alterna para ser aprovechada por las cargas del sistema. Esta función la desarrollan los convertidores electrónicos de potencia, pero introducen armónicos que empeoran la calidad del producto entregado por la distribuidora [71].

En [75], se estudiaron los efectos de las distorsiones armónicas en una zona residencial típica de Mauricio. Se obtuvo como resultado que mientras mayor es la potencia de salida de los sistemas fotovoltaicos, mayor es la cantidad de armónicos presentes.

En [76] se evaluó el HC de un sistema de distribución con armónicos con unidades fotovoltaicas considerando varios límites de rendimiento, como sobretensión, subtensión, capacidad térmica del alimentador y distorsiones armónicas. En [77] se analizó y discutió una descripción general completa del HC restringido por armónicos. Los autores de ambos estudios concluyeron que el HC del sistema disminuye con el aumento de la no linealidad de la carga y la distorsión del voltaje en la red.

2.7.2.4. Problemas en las protecciones

La penetración de excesiva generación distribuida, como ya se ha descrito, puede revertir los flujos y ocasionar problemas con el sistema de protecciones. Dado que las redes de distribución típicamente son radiales, las protecciones se diseñan para actuar en la dirección opuesta para un cierto flujo. Entonces, el flujo inversor generado por DER pueden ocasionar un funcionamiento innecesario o malo de los dispositivos de protección [71][67].

En [78], se estudian los riesgos para las protecciones en presencia de excesiva GD; ellos concluyen que puede requerirse algunas modificaciones para el sistema de protecciones en presencia de generación distribuida. Además, el cálculo de *hosting capacity* debe tener en consideración el nivel de penetración:

- en el que se necesita cambiar la configuración del retardo de los relés⁷.
- en el que es necesario agregar nuevos dispositivos de protección.
- en el que es conveniente reemplazar el relé de protección existente por uno nuevo.

⁷Los relés de protección son instrumentos que miden variables eléctricas, las comparan con un valor de referencia, deciden si actuar o no y, según sea la decisión, operan los interruptores. Para despejar la falla selectivamente, es decir, abrir el interruptor más cercano a la falla y no otro aguas arriba, se utilizan retardos para lograr coordinar las protecciones (los tiempos de operación están desfasados) [38].

En [79] también se menciona que la configuración del dispositivo debe asegurar un correcto funcionamiento para una alta penetración de energía proveniente de DER, lo que claramente amerita una revisión del sistema de protección. Además, la intermitencia de la potencia y el funcionamiento discontinuo de las fuentes de GD, por ejemplo, son otros desafíos para el diseño de protecciones, lo que en algunos países como Reino Unido se traduce en el requerimiento de que las unidades de GD sigan funcionando en escenario de falla para duraciones específicas [80].

Sumado a lo anterior, en algunos países dada su normativa no es posible inyectar aguas arriba de la subestación AT/MT, lo que se vuelve un aspecto relevante a considerar. En el caso particular de Chile, esta limitación no se estipula en la norma, mas deben reevaluarse las protecciones debido a que su diseño fue pensando para flujos desde la subestación a los clientes en BT.

2.7.3. Cálculo de *hosting capacity*

Desde la perspectiva del cliente, el problema se vuelve probabilístico, ya que la distribuidora no tiene control sobre el número, la ubicación y los tamaños de las unidades DER, además de la intermitencia y variabilidad que tienen los perfiles de la generación distribuida y los clientes. Bajo estas condiciones, no se puede hablar de un valor único para *hosting capacity*, pero sí de múltiples valores [67]. Para generar escenarios aleatorios y representar la incertidumbre de las variables mencionadas, la técnica más usada es Monte Carlo [81][82][83][84][85][86].

En una línea parecida, pero con ciertas simplificaciones, EPRI desarrolló el método *stream-lined* para determinar el HC. Se considera un cálculo intermedio entre estimaciones rápidas y estudios extensos. Es usado para obtener el HC de un alimentador, considerando varias ubicaciones y tamaños DER, características físicas del alimentador y tecnologías de integración de DER [67]. A diferencia de los métodos estocásticos como Monte Carlo, se simula una pequeña cantidad de escenarios para encontrar una estimación del HC de un alimentador dado, aunque esta puede ser inexacta en los casos donde el HC real es alto o donde el alimentador tiene muchas ramas [87].

Desde otro punto de vista, el problema se puede definir como una optimización, eliminando alguna aleatoriedad, como las que poseen las cargas, ubicación y tamaño de DER. Es decir, estas variables se asumen conocidas. Lo anterior puede realizarse asignando perfiles a los componentes dinámicos de la red, pudiendo representar las fluctuaciones de las cargas y la generación [88][89][90][91][92].

A modo de estructura general, la metodología seguida para calcular el *hosting capacity* puede resumirse en los siguientes 4 pasos [71][67][69]:

1. Se elige algún indicador de estado de la red, como voltaje, corriente, armónicos o protección.
2. Se establecen límites para este indicador, de acuerdo a normativas locales y/o estándares internacionales.
3. Se calcula el indicador de rendimiento en función de las unidades DER instaladas.
4. El HC se fija cuando la cantidad de unidades DER supera los límites para el indicador

adoptado.

2.7.4. Coordinación de elementos activos y *hosting capacity* mejorado

Para mejorar el HC, es posible utilizar técnicas de control de potencia reactiva, control de voltaje, reducción de potencia activa, uso de almacenamiento de energía, reconfiguración y refuerzo de redes y técnicas de mitigación de armónicos [67][69][93]. Aquí es donde entra en juego la coordinación de elementos activos como una buena alternativa para lidiar con los problemas económicos, reducir el vertimiento de energía debido a problemas técnicos y operar la red en condiciones menos estresantes, lo que repercute de manera positiva en la seguridad y confiabilidad de la misma. Cabe destacar que para la coordinación de dichos elementos, en la mayoría de los casos revisados se integra al modelo el cálculo de flujo de potencia óptimo, lo que es un precedente para el desarrollo de futuros algoritmos en esta materia.

A continuación, se describen algunas técnicas de mitigación para los problemas que se suscitan por la incorporación de GD:

- Control de potencia reactiva: Es considerado el método más efectivo para mitigar los problemas de voltaje, tanto para la distribuidora como para los usuarios finales. Puede realizarse a través de SVC, STATCOM e “inversores inteligentes” conectados a la GD. En [94] y [95], donde se utilizaron métodos estocásticos para maximizar el HC, destacan que la utilización de sistemas de almacenamiento y control de potencia reactiva permite una mayor penetración de GD y reduce las pérdidas del sistema. En [96] se presentaron diferentes métodos de control de la potencia reactiva (factor de potencia fijo o FP, el control de la potencia real en función del FP y el control de la potencia reactiva en función del voltaje) y se examinó su efecto sobre la mejora del HC. En [97] se discutió la mejora del HC usando control de potencia reactiva a través de inversores inteligentes. Se concluyó que las capacidades del inversor inteligente permiten mejorar el HC del alimentador.
- Vertimiento de potencia activa: este fenómeno ocurre cuando las unidades de GD disminuyen su potencia para poder asemejarse a los requerimientos de consumo y así mantener los límites operacionales de la red. En [98] se destaca que los vertimientos son relevantes para mejorar el HC si se toman en consideración los sobrevoltajes y sobrecorrientes. Además, el uso de tecnologías avanzadas entre el operador de la red y las unidades GD pueden ayudar a un vertimiento óptimo. De todas formas, debe considerarse una evaluación económica para determinar un tamaño tal que entregue gran parte de la energía posible y vertir sólo un pequeño porcentaje; de lo contrario, no otorga ningún beneficio tener una gran capacidad instalada si el aporte de energía es mínimo.
- Almacenamiento de energía: Un tamaño y ubicación adecuado de este elemento puede retrasar los planes de expansión de la red. En [99] se desarrolló una metodología para decidir cuando utilizar almacenamiento. Debido al alto costo del equipo, se compara con otros métodos que mejoren el HC. Respecto a esta misma temática, en [100] se examinó el tamaño, la ubicación y los aspectos económicos óptimos de las baterías para aumentar el HC del sistema para una red de baja tensión en Zurich. Se concluyó que los precios deben reducirse en gran medida para ser económicamente competitivos

con otras soluciones de mejora de HC. Por otra parte, en [101] se analizó el papel del almacenamiento para tres objetivos: regulación de voltaje, reducción de pérdida de red y reducción de carga máxima. El modelo desarrollado en MATLAB se aplicó a la red MT IEEE-33 y a una red BT en Australia Occidental. Se encontró que los beneficios obtenidos dependen de la configuración del sistema, el perfil de generación y el perfil de carga.

Capítulo 3

Metodología

En las secciones de este capítulo se presenta el modelo matemático para la optimización del flujo de potencia, a partir de la revisión bibliográfica realizada, y las herramientas utilizadas con este propósito. Éste se aplica a 2 casos de estudios para comparar y seleccionar una función objetivo que maximice la generación distribuida, respetando las restricciones del problema, y analizar el comportamiento de los elementos de control, respectivamente. En ambos se contrastan los resultados con OpenDSS para su validación y se realiza un proceso iterativo para determinar el *hosting capacity*.

3.1. Formulación matemática

A partir de lo expuesto en las secciones 2.4.1, 2.4.2, 2.4.3.2 y 2.4.4 se presentan las ecuaciones que modelan el problema de optimización, tanto para operación de la red como para los elementos de control involucrados.

3.1.1. Función Objetivo

$$\text{Min } f(X) \tag{3.1}$$

El problema será de minimización, donde la función f puede ser las pérdidas del sistema, una ponderación de las pérdidas del sistema y vertimientos o pérdidas del sistema y potencia al inicio de la red. El detalle de cada una de las expresiones se encuentra en la sección 3.4.1.

Las variables X para cada uno de los casos son:

- $L_{ij,t}$: cuadrado de la corriente en el tramo i-j y en el tiempo t.
- $L_{ij,t}, P_{pv,t}$: cuadrado de la corriente en el tramo i-j y en el tiempo t, y potencia agregada a la salida del inversor en el tiempo t.
- $L_{ij,t}, P_{01,t}$: cuadrado de la corriente en el tramo i-j y en el tiempo t, y potencia de entrada a la red en el tiempo t.

3.1.2. Variables y datos del modelo

Las variables resultantes del modelo son:

- $U_{i,t}$: cuadrado del voltaje en la barra i y en el tiempo t .
- $L_{ij,t}$: cuadrado de la corriente en el tramo i - j y en el tiempo t .
- $P_{ij,t}$, $Q_{ij,t}$: potencia activa y reactiva, respectivamente, en el tramo i - j y en el tiempo t .
- $P_{pv-k,t}$, $Q_{pv-k,t}$: potencia activa y reactiva, respectivamente, a la salida del inversor conectado en la barra de consumo k y en el tiempo t .
- $E_{b,t}$: energía en la batería conectada en la barra b y en el tiempo t .
- $P_{b,t}^c$, $P_{b,t}^d$: potencia de carga y de descarga, respectivamente, de la batería conectada en la barra b y en el tiempo t .
- $z_{b,t}^c$: variable binaria que indica con 1 que la batería conectada en la barra b se está cargando en el tiempo t .

Los datos utilizados en el modelo son:

- R_{ij} , X_{ij} : resistencia y reactancia, respectivamente, del tramo i - j .
- U_{min} , U_{max} : cuadrado del voltaje mínimo y máximo, respectivamente.
- $L_{ij,max}$: cuadrado de la corriente máxima permitida para el tramo i - j .
- $P_{consumo-k,t}$, $Q_{consumo-k,t}$: potencia activa y reactiva, respectivamente, del consumo conectado en la barra de carga k y en el tiempo t .
- $S_{transformador-k}$: potencia aparente del transformador conectado en la barra de consumo k .
- $S_{pv-k,max,t}$: potencia aparente máxima a la salida del inversor conectado en la barra de carga k y en el tiempo t .
- $fdp_{inductivo-min}$, $fdp_{capacitivo-min}$: factor de potencia mínimo y máximo del inversor, respectivamente.
- Δt : intervalo de tiempo de la optimización en horas.
- η_b^c , η_b^d : eficiencia de carga y descarga de la batería, respectivamente, conectada en la barra b .
- $E^{b,min}$, $E^{b,max}$: energía mínima y máxima de la batería, respectivamente, conectada en la barra b .
- $P_{b,min}^c$, $P_{b,min}^d$: potencia de carga y descarga mínima, respectivamente, de la batería conectada en la barra b .
- $P_{b,max}^c$, $P_{b,max}^d$: potencia de carga y descarga máxima, respectivamente, de la batería conectada en la barra b .

3.1.3. Restricciones de flujo y operacionales

En el conjunto de ecuaciones 3.2 se describen las restricciones de flujo y operacionales presentadas anteriormente en 2.4.1.

$$P_{ij,t} - L_{ij,t}R_{ij} + \sum P_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} P_{jk,t} \quad (3.2a)$$

$$Q_{ij,t} - L_{ij,t}X_{ij} + \sum Q_{j,t} = \sum_{k:j \rightarrow k} Q_{jk,t} \quad (3.2b)$$

$$U_{i,t} - U_{j,t} = 2(R_{ij}P_{ij,t} + X_{ij}Q_{ij,t}) - (R_{ij}^2 + X_{ij}^2)L_{ij,t} \quad (3.2c)$$

$$L_{ij}U_{i,t} \leq P_{ij,t}^2 + Q_{ij,t}^2 \quad (3.2d)$$

$$U_{min} \leq U_{i,t} \leq U_{max} \quad (3.2e)$$

$$L_{ij,t} \leq L_{ij,max} \quad (3.2f)$$

$$(P_{consumo-k,t} - P_{pv-k,t})^2 + (Q_{consumo-k,t} - Q_{pv-k,t})^2 \leq S_{transformador-k}^2 \quad (3.2g)$$

3.1.4. Restricciones asociadas a la GD conectada vía inversor

En el conjunto de ecuaciones 3.3 se describen las restricciones de la GD conectada vía inversor, presentadas anteriormente en 2.4.4.

$$0 \leq P_{pv-k,t} \leq S_{pv-k,max,t} \quad (3.3a)$$

$$P_{pv-k,t}^2 + Q_{pv-k,t}^2 \leq S_{pv-k,max,t}^2 \quad (3.3b)$$

$$-P_{pv-k,t} \cdot tg(\cos^{-1}(fdp_{inductivo-min})) \leq Q_{pv-k,t} \leq P_{pv-k,t} \cdot tg(\cos^{-1}(fdp_{capacitivo-min})) \quad (3.3c)$$

3.1.5. Restricciones asociadas a batería

En el conjunto de ecuaciones 3.3 se describen las restricciones del almacenamiento, presentadas anteriormente en 2.4.3.2.

$$E_{b,t} = E_{b,t-1} + \Delta t \cdot (\eta_b^c P_{b,t}^c - \frac{P_{b,t}^d}{\eta_b^d}) \quad (3.4a)$$

$$E^{b,min} \leq E_{b,t} \leq E^{b,max} \quad (3.4b)$$

$$E^{inicial} = E_{b,t=0} \quad (3.4c)$$

$$P_{b,min}^c \cdot z_{b,t}^c \leq P_{b,t}^c \leq P_{b,max}^c \cdot z_{b,t}^c \quad (3.4d)$$

$$P_{b,min}^d \cdot (1 - z_{b,t}^c) \leq P_{b,t}^d \leq P_{b,max}^d \cdot (1 - z_{b,t}^c) \quad (3.4e)$$

3.2. Herramientas computacionales involucradas

El modelo expuesto en la sección 3.1 se desarrolla con Python (sección 3.2.1) y Gurobi (sección 3.2.2), siendo éste último el optimizador. Además, el manejo y tratamiento de la salida de la optimización se realiza con Python y se contrasta con OpenDSS (sección 3.2.3) para la exactitud y validación de resultados.

3.2.1. Python

Python es un lenguaje de programación de alto nivel, gratuito y de código abierto (*open-source* en inglés). Permite el uso de módulos y paquetes, generando una extensa biblioteca disponible sin cargo y libre en su distribución [102].

En este trabajo, Python es muy importante para la carga de datos de entrada, desarrollo de simulaciones requeridas y salida de los modelos, todo esto desarrollado en una misma plataforma integrando diversas herramientas.

3.2.2. Gurobi

Gurobi es un *solver* de optimización comercial para programación lineal (LP), cuadrática (QP), restringida cuadráticamente (QCP), lineal de enteros mixtos (MILP), cuadrática de enteros mixtos (MIQP) y enteros mixtos cuadráticamente restringido (MIQCP), y de amplia compatibilidad con otros lenguajes como MATLAB, R, C, C++, Java, Excel y Python [103].

Para este trabajo, Gurobi es utilizado desde Python con la utilización de una licencia gratuita dado los fines académicos de su uso ⁸.

3.2.3. OpenDSS

Open Distribution System Simulator u OpenDSS es un *software open-source* que permite realizar simulaciones en redes de distribución, incorporando recursos de generación distribuida. Puede ser utilizado en conjunto varios lenguajes, como Python, Java, C++, MATLAB, VBA, entre otros, mediante el COM [104].

En este trabajo, OpenDSS es utilizado desde Python para validar el cálculo de flujo de potencia óptimo en redes de media tensión realizado a través del modelo de optimización propuesto, aprovechando así las ventajas de Python en el procesamiento de datos y la modelación precisa de la red y los elementos que otorga OpenDSS.

3.3. Metodología general

Dado el modelo SOCP desarrollado e implementado con Gurobi y Python, se aplican a 2 casos que se detallan en las secciones 3.4.1 y 3.4.2. Ambos comparten la forma en que se verifica el desempeño del modelo, para lo cual se deben cuantificar las diferencias de las variables del sistema con los valores resultantes de OpenDSS. Dado que este último debe realizarse para el mismo punto de operación de Gurobi (salidas del problema de optimización), los resultados en cuanto a comportamiento de la batería e inversores corresponden a datos de entrada de la simulación real. El procedimiento se esquematiza en la figura 3.1.

Para comparar los resultados de la operación simulada y la operación real, se utiliza la raíz del error cuadrático medio o *Root Mean Squared Error* (RMSE) en 2 variantes: normalizada por su media (RMSE 1) y por el valor base de la simulación (RMSE 2). Ambas métricas se aplican para obtener medidas de error independientes de las escalas involucradas, además de

⁸<https://www.gurobi.com/downloads/end-user-license-agreement-academic/>

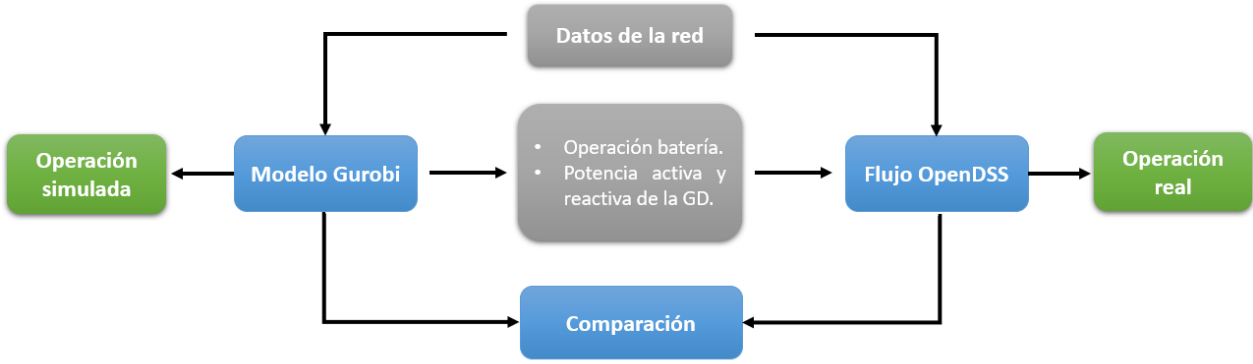


Figura 3.1: Esquema de la metodología general aplicada.

dar una señal de lejanía/cercanía con la media al usar el RMSE 1, mientras que el RMSE 2 captura de mejor manera cualquier variación importante en la exactitud.

$$RMSE_1 = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=0}^T (y_t^{real} - y_t^{simulado})^2}}{\mu_{y^{real}}} \quad (3.5a)$$

$$RMSE_2 = \frac{\sqrt{\frac{1}{T} \sum_{t=0}^T (y_t^{real} - y_t^{simulado})^2}}{valor_{base}} \quad (3.6a)$$

3.4. Casos de estudio

Dado que se desea maximizar la adopción de GD de tipo solar, se exploran 3 funciones objetivo para contrastar los resultados y, en base a esto, seleccionar la que tenga mejores resultados. En este contexto, es importante verificar el comportamiento de la restricción cónica que, si bien en el modelo utilizado se expresa como una desigualdad, mas corresponde a una relajación del problema real, es decir, la solución factible para el problema original se obtiene cuando la restricción se cumple en igualdad.

Para lo anterior, se consideran 2 casos: el primero es una red de 5 barras donde se exploran diferentes objetivos y el segundo es una red de media tensión basada en una red de la zona de Valparaíso que permite hacer el acercamiento a la realidad con el objetivo escogido en el primer caso.

3.4.1. Red de 5 barras

Para validar los resultados del modelo de optimización, se sigue la metodología descrita en la sección 3.3, aplicada a un sistema de estudio simplificado de 5 barras, como lo presenta la figura 3.2. Los parámetros de la red son:

- Líneas: $Z= 2,13 +j1,55[\Omega]$; longitud 1 [km].
- Load 1: $(1.500+492j) [\Omega]$
- Load 2: $(2.100+300j) [\Omega]$
- Load 3: $(1.200+300j) [\Omega]$
- Load 4: $(2.250+600j) [\Omega]$

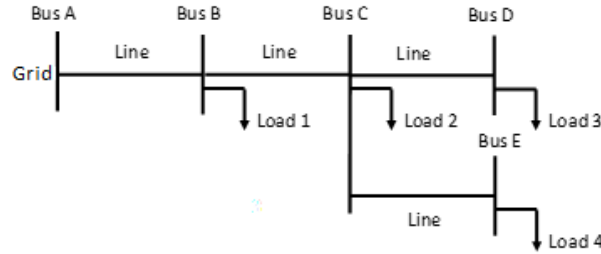


Figura 3.2: Diagrama Red 5 barras.

Dada la estructura de la red y las ecuaciones presentadas en las secciones 3.1.3, 3.1.4 y 3.1.5, en la tabla 3.1 se presentan la cantidad de restricciones y variables para un instante de tiempo y el total para la simulación diaria.

Tabla 3.1: Dimensionalidad del problema para red de 5 barras como caso de estudio.

	Operacionales de la red	Batería	Inversor	Total instante t	Total simulación
Restricciones	45	9	5	59	8.496
Variables	19	4	2	25	3.600

Los problemas a estudiar en este escenario corresponden a:

- Minimizar pérdidas activas (función objetivo 1) sujeto a las restricciones de las secciones 3.1.3 y 3.1.4.
- Minimizar pérdidas activas y vertimientos (función objetivo 2) sujeto a las restricciones de las secciones 3.1.3 y 3.1.4. En este funcional se utilizarán pesos que ponderen tanto la potencia activa como los vertimientos.
- Minimizar la función objetivo 1, sujeto a sujeto a las restricciones de las secciones 3.1.3 y 3.1.4, y agregando una restricción de un mínimo de potencia activa a la salida del inversor de la GD ⁹.
- Minimizar pérdidas activas y potencia de entrada de la red (función objetivo 4) sujeto a las restricciones de las secciones 3.1.3 y 3.1.4.

Además, dado que las pérdidas y los vertimientos implican costos por “energía no utilizable”, se procede a cuantificarlos de dicha forma mediante el Precio Nudo Promedio (PNP) del sistema obtenido de [105].

Finalmente, dado que cada una de las restricciones se aplican cada 10 minutos, para cuantificar los objetivos en términos de energía se debe considerar el factor $\Delta t = \frac{1}{6}[h]$, escribiéndose los objetivos de la siguiente forma:

⁹Inspirado en el *hosting capacity* de la red sin elementos de control.

$$Fn.objetivo_1 = PNP \cdot \Delta t \cdot \sum_{t \in T} \sum_{ij \in L} (R_{ij} L_{ij,t}) \quad (3.7)$$

$$Fn.objetivo_2 = PNP \cdot \Delta t \cdot \sum_{t \in T} \sum_{ij \in L} (w_1 \cdot R_{ij} L_{ij,t} + w_2 \cdot (S_{max-pv,t} - P_{pv,t})) \quad (3.8)$$

$$Fn.objetivo_3 = PNP \cdot \Delta t \cdot \sum_{t \in T} \sum_{ij \in L} R_{ij} L_{ij,t} \quad (3.9a)$$

$$\text{suje}to \ a \ P_{pv,t} \geq (0,9 \cdot HC \cdot Perfil_{solar,t}) \quad (3.9b)$$

$$Fn.objetivo_4 = PNP \cdot \Delta t \cdot \sum_{t \in T} \sum_{ij \in L} (R_{ij} L_{ij,t} + P_{01,t}) \quad (3.10)$$

Una vez determinado el mejor objetivo (en cuanto a su exactitud y si logra maximizar el nivel de adopción), se procede a estresar la red aumentando paulatinamente los niveles de generación residencial bajo cada uno de los métodos de control de elementos activos por separado. De esta forma, se puede apreciar cómo el modelo utiliza los elementos disponibles para evitar o apaliar los problemas en el sistema y, por consiguiente, lograr la mayor adopción.

3.4.2. Red MT basada en una red de la zona de Valparaíso

Para aplicar el modelo a un problema de tamaño real, se considera la red 60000022 presente en la figura 3.3. Los datos son parte del Fondecyt no. 11180875 y corresponden a una red de la zona de Valparaíso.

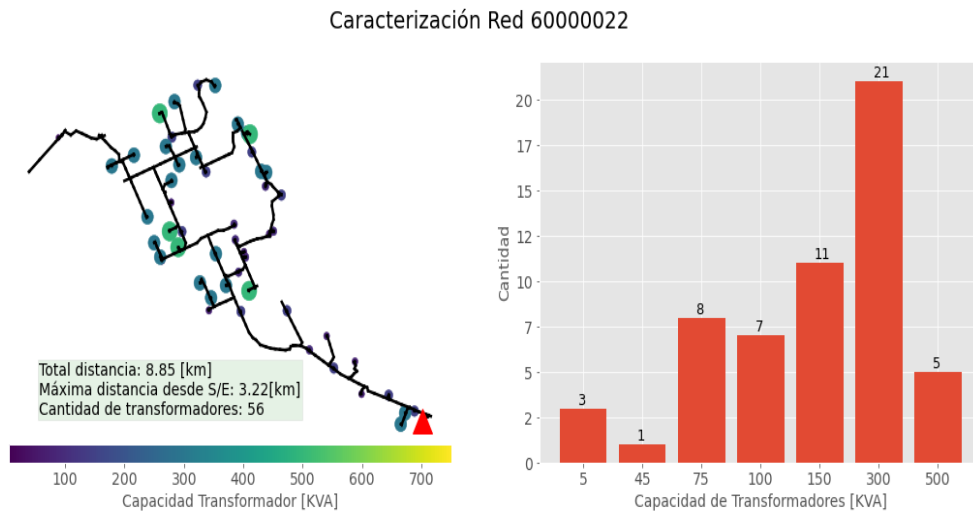


Figura 3.3: Caracterización Red 60000022 original.

Los datos presentan información acerca de los nodos, líneas y transformadores MT/BT. Para cada uno de los nodos se detalla una ubicación específica, lo que permite la representación visual de la red. En cuanto a las líneas, se señalan los nodos que une, largo y el tipo de conductor. Como existe un archivo que contiene los conductores con su impedancia por kilómetro, es posible calcular la impedancia de la línea como el producto entre la impedancia por kilómetro y el largo del tramo. Si bien los datos de una red realista contienen la disposición de los equipos, para la optimización esta información es irrelevante, sólo requiere la impedancia de cada una de las líneas. Entonces, es posible reducir la cantidad de nodos sin distorsionar el comportamiento eléctrico, realizando un equivalente entre líneas que cumplen los siguientes criterios:

- Deben ser líneas que estén conectadas.
- Deben tener el mismo tipo de conductor (ver figura 3.4).
- Los nodos compartidos en dichas líneas no pueden tener una tercera línea conectada en dicho punto, es decir, una línea i sólo debe estar conectada en su segundo terminal a otra línea $i + 1$ (ver figura 3.5).
- Los nodos compartidos en dichas líneas no pueden tener un transformador MT/BT en dicho punto, es decir, el nodo entre una línea i e $i + 1$ no puede ser un nodo de consumo (ver figura 3.6).

También, existen tramos de la red que no derivan a ningún transformador MT/BT, lo que está asociado a equipos de maniobra o a conexiones a otros alimentadores que son usadas cuando existen fallas. Debido a que puede impactar fuertemente en la complejidad del problema al obligar un flujo nulo y, por ende, afectar la calidad de los resultados, estas ramas de la red son eliminadas.

Otras modificaciones que se aplicaron fueron aumentar la capacidad de los transformadores más pequeños (5 y 45 [kVA]) a 75 [kVA] con el fin de no tener problemas numéricos al tratarse el problema en por unidad dentro de la programación.



Figura 3.4: Líneas conectadas deben tener el mismo tipo de conductor para ser candidatas a transformarse en una sola línea.

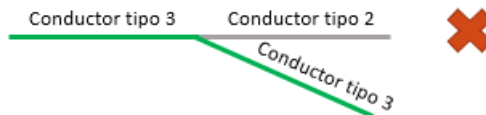


Figura 3.5: Dos líneas, que estén conectadas y que tengan el mismo conductor, no pueden transformarse en una sola línea si en el nodo que comparten también se conecta otra línea.

En la figura 3.7 se describe la topología de la red utilizada, con 8,31 km de línea y 55 nodos donde se ubica la demanda agregada calculada acorde al tamaño del transformador MT/BT. En el gráfico señalado, el color de dichos círculos guarda relación con el tamaño del equipo en cuestión.

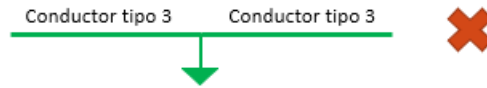


Figura 3.6: Dos líneas, que estén conectadas y que tengan el mismo conductor, no pueden transformarse en una sola línea si en el nodo que comparten existe un nodo de consumo.

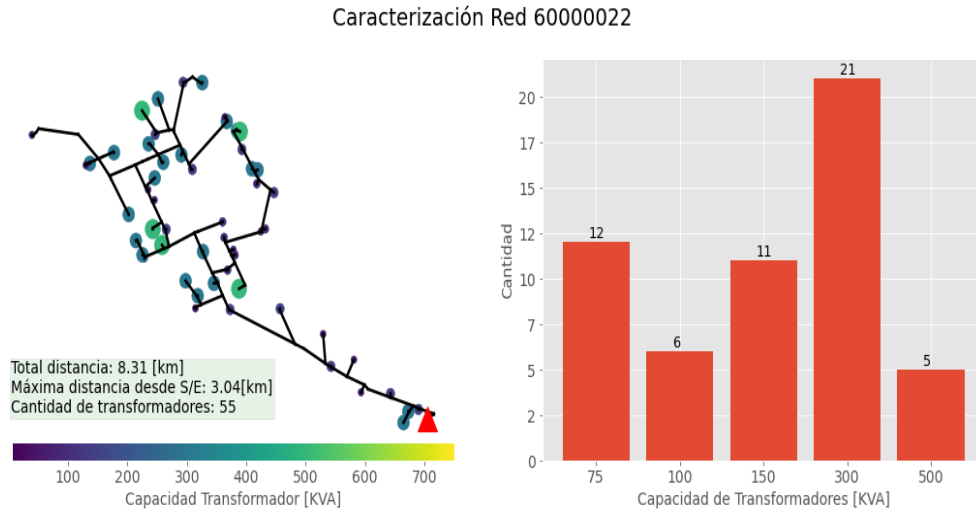


Figura 3.7: Caracterización Red 60000022 modificada.

Con esta estructura final de la red y las ecuaciones presentadas en las secciones 3.1.3, 3.1.4 y 3.1.5, en la tabla 3.2 se presentan la cantidad de restricciones y variables para un instante de tiempo y el total para la simulación diaria.

Tabla 3.2: Dimensionalidad del problema para red MT basada en una red de la zona de Valparaíso como caso de estudio.

	Operacionales de la red	Batería	Inversor	Total instante t	Total simulación
Restricciones	1.556	9	275	1.840	264.960
Variables	835	4	110	949	136.656

Con este sistema y el objetivo con mejor desempeño determinado en el caso de estudio de la red de 5 barras, se procede a analizar el comportamiento más realista de una red de distribución y el efecto que poseen los elementos de control. En particular, se realiza el HC para la red sin elementos de control y con cada uno de ellos, de manera individual y en conjunto.

3.4.3. Perfiles utilizados

En cada transformador MT/BT se agrupan todos los clientes de BT, típicamente de tipo residencial. Es por esto que el perfil presentado en la Figura 3.8 corresponde a un promedio de curvas de consumo de clientes normalizado, con una resolución de 10 minutos. Los datos utilizados fueron obtenidos de [106]. Este perfil es utilizado en los puntos de consumo de la red de 5 barras.

En el caso de la red MT basada en un red de la zona de Valparaíso, se crean perfiles

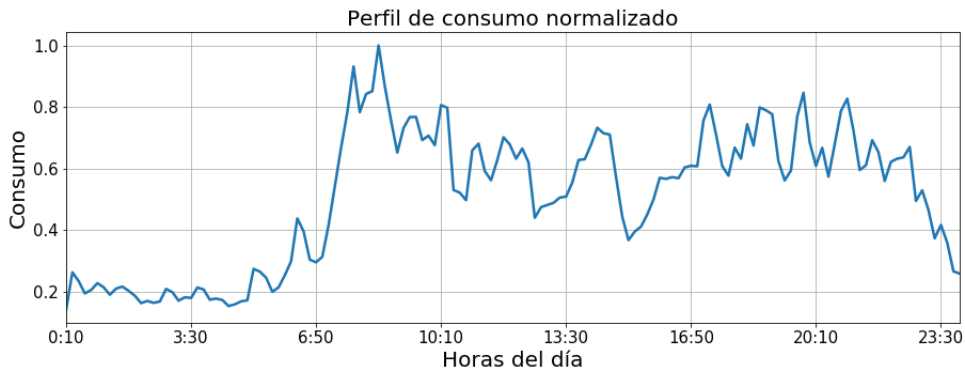


Figura 3.8: Perfil de demanda diario, con intervalos de 10 minutos

proporcionales a la capacidad de los transformadores MT/BT. A partir de un *pool* de 1000 perfiles residenciales obtenidos con CREST [106], se escogen tantos como la parte entera de la mitad de la capacidad del transformador en cuestión, generando así una demanda agregada representativa de los consumos que se encuentran aguas abajo.

En cuanto al perfil solar, común para los casos de estudio, a partir de los datos presentes en el Explorador Solar [107], se crea una curva normalizada para el día con mayor generación, considerando un panel de capacidad de 1 [kW]. Dicha curva, expuesta en la Figura 3.9, posee una resolución de 10 minutos.

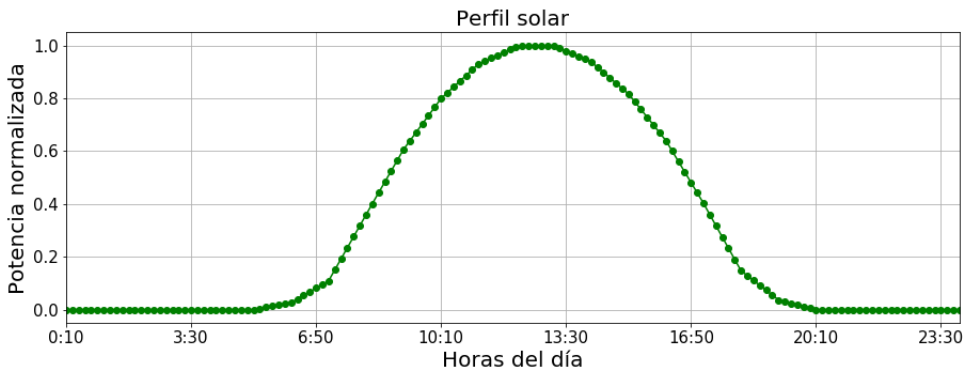


Figura 3.9: Perfil de generación distribuida tipo solar diario, con intervalos de 10 minutos.

3.4.4. Consideraciones para la optimización en Gurobi

3.4.4.1. Tolerancia de convergencia para problemas restringidos cuadráticamente

Como se ha mostrado en la sección 2.4.1 el problema a resolver es un cono de segundo orden (SOCP), para el que Gurobi utiliza el método barrera (o *barrier* en inglés). En términos sencillos, se busca igualar el objetivo del primal y del dual, para asegurar que se trata del óptimo del problema. Entonces, Gurobi realiza dicha comparación respecto a una tolerancia específica denominada en el optimizador como “BarQCPCConvTol”, en otras palabras, si la diferencia entre los objetivos del primal y dual es inferior a la tolerancia, el problema ha sido resuelto. Por *default* dicho parámetro es 10^{-6} , pero como en el cálculo se trabaja en por

unidad, donde los decimales cobran relevancia, se requiere la mayor precisión posible y la tolerancia se modifica al valor de 0 [108].

3.4.4.2. Cantidad de decimales para datos de entrada

Debido a que la optimización se resuelve en por unidad, los perfiles de consumo y datos de impedancia de los conductores deben dividirse por los respectivos valores base del problema, lo que resulta en números con una cantidad de decimales extensa. Dado que no todos los decimales son relevantes, se redondean los valores de tal manera que la más pequeña contenga 5 cifras significativas.

3.5. *Hosting capacity*: cálculo y condiciones

En cuanto a lo expuesto en la sección 2.7.1, se consideran como índices de desempeño en el cálculo de HC los límites de corriente para las líneas, potencia y voltaje para las barras de consumo ya presentes en la modelación (ver ecuaciones 3.2e, 3.2g y 3.2f). Para el primero:

- En el caso de estudio de 5 barras, se fija la ampacidad como 2 veces la corriente para el escenario sin control de elementos activos en líneas 1, 2 y 3, y 1.5 veces la corriente en líneas 4 y 5.
- En el caso de estudio de la red MT basada en una red de la zona de Valparaíso, la ampacidad para cada línea se encuentra en la base de datos, dependiendo del tipo de conductor.

En cuanto al voltaje:

- En el caso de estudio de 5 barras, el rango de voltaje permitido es del 5 %.
- En el caso de estudio de la red MT basada en una red de la zona de Valparaíso, acorde a la normativa, se toma la condición más exigente en la que el rango es de un 6 %. Si bien esto es para el 95 % del tiempo, se utiliza en todo momento.

Adicionalmente a lo anterior, como la generación residencial se conecta aguas abajo del transformador MT/BT en baja tensión y se desean apreciar los efectos en media tensión, el tamaño de la generación distribuida se ve de manera agregada; en particular:

- En el caso de estudio de 5 barras, se utiliza un valor de potencia máxima que multiplica al perfil solar.
- En el caso de estudio de la red MT basada en una red la zona de Valparaíso, la potencia máxima es un porcentaje de la capacidad de los transformadores MT/BT. Esto representa de forma agregada la generación residencial conectada aguas abajo del transformador y en baja tensión.

La metodología para el cálculo de *hosting capacity* es la descrita de forma general en 2.7.3. Básicamente, consiste en incrementar paulatinamente el tamaño de la GD hasta que alguna de las condiciones anteriores para voltaje, corriente o potencia no sean cumplidas. Esto se representa en la figura 3.10.

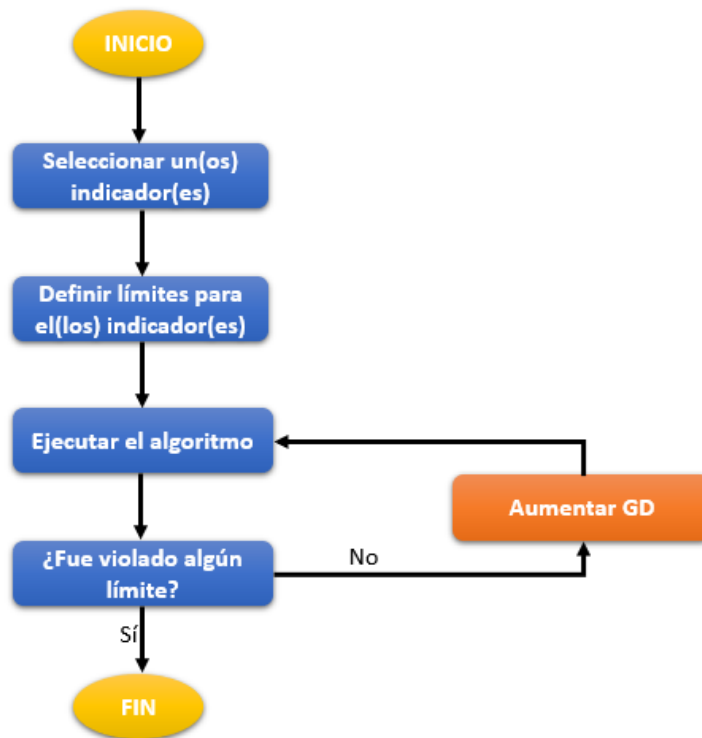


Figura 3.10: Esquema de la metodología para determinar el *hosting capacity* de la red.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

4.1. Red de 5 barras

4.1.1. *Hosting capacity* sin elementos de control

Antes de aplicar la metodología descrita en 3.5, se calculan los límites de corriente para poder determinar posteriormente el *hosting capacity* base. Las corrientes en la red sin intervenir que definen los límites considerados a partir de dichos valores, se encuentran en la tabla 4.1. Además, en la figura 4.1 se presenta el diagrama de la red para el entendimiento de las variables.

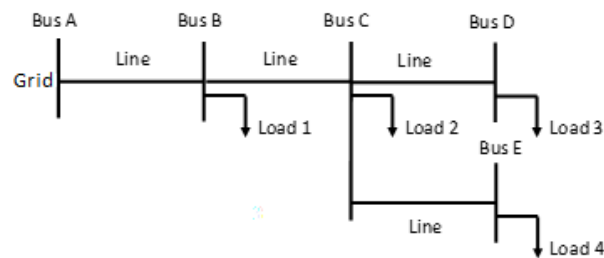


Figura 4.1: Diagrama Red 5 barras.

Tabla 4.1: Corrientes en la red sin intervenir para definir los límites de esta variable en la simulación.

Variable	Corriente [A]
I_{AB}	130,65
I_{BC}	102,67
I_{CD}	22,37
I_{CE}	44,22

Al hacer el ejercicio de determinar la máxima adopción posible, se obtiene que esta corresponde a 14 [MW]. Superior a este nivel, la corriente en el tramo B-C viola el límite impuesto, tal como se observa en la figura 4.2.

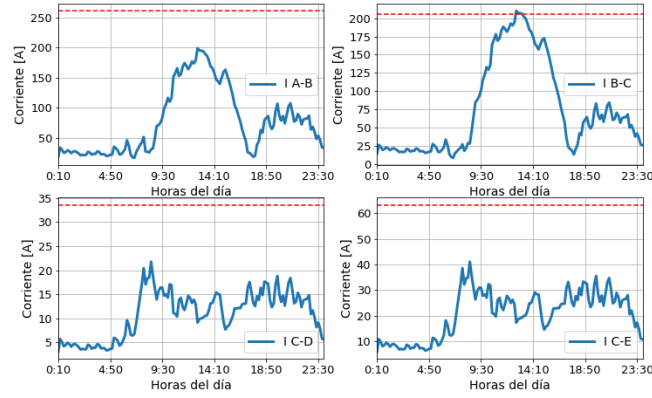


Figura 4.2: Corrientes en escenario sin elementos de control y un tamaño de panel de 15 [MW]

4.1.2. Comparación de objetivos

Para un mismo nivel máximo posible de inyección desde el panel solar (30 [MW]), se contrastan en las tablas 4.2 y 4.3 los resultados para las funciones objetivos 1 (minimización de pérdidas), 2 (minimización de pérdidas y vertimientos, con pesos w_1 y w_2 , respectivamente), y 3 (minimización de pérdidas sujeta a una restricción de mínima inyección de potencia activa durante transcurso del día). Para cada una de ellas, se da a conocer el valor del objetivo alcanzado, la máxima inyección de potencia activa, reactiva y aparente desde el panel y las pérdidas del sistema, además del valor RMSE tipo 2 para detectar de mejor manera posibles problemas en la simulación.

Tabla 4.2: Resumen de resultados para las funciones objetivo 1, 2 y 3.

Función objetivo	Valor objetivo [U\$S]	Máximo P [kW]	Máximo Q [kVar]	Máximo S [kVA]	Pérdidas [kWh]
1	44,31	6330,07	1467,87	6498,03	476,08
2 - $w_1 = 0,25$ y $w_2 = 0,75$	5363,87	16750,03	1389,15	16807,53	5054,66
2 - $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$	3732,58	16738,18	1390,99	16795,88	4951,69
2 - $w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$	2091,00	16725,28	1413,69	16784,92	4826,78
3	180,16	12600,00	1467,88	12636,89	1935,83

Tabla 4.3: Máximo error alcanzado por los distintos objetivos, con una generación distribuida de tamaño 30 [MW].

Nº Objetivo	RMSE Voltaje	RMSE Corriente	RMSE Potencia Activa	RMSE Potencia Reactiva
1	0,009	0,004	0,000	0,015
2 - $w_1 = 0,25$ y $w_2 = 0,75$	0,015	4,369	0,051	0,047
2 - $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$	0,011	2,870	0,028	0,032
2 - $w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$	0,009	0,005	0,000	0,016
3	0,009	0,004	0,001	0,016

Respecto a los errores obtenidos, en general son valores bajos, lejos de la unidad, excluyendo a la función 2 con $w_1 = 0,25/w_2 = 0,75$ y $w_1 = 0,5/w_2 = 0,75$ que presenta cifras altas para la corriente. Además, poseen los mayores errores para la potencia activa y reactiva.

Sumado a lo anterior, en las figuras 4.3, 4.4 y 4.5 se muestra qué tan alejada está la restricción cónica de cumplirse como igualdad, representando el valor de la expresión $U_i L_{ij} -$

$(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)$ para los tramos finales de la red de 5 barras. En base a esta evidencia y la presente en [51], minimizar pérdidas equivale a buscar las menores corriente posibles, las que se relacionan con los mayores voltajes permitidos que se ubican en la superficie del cono característico del problema. Sin embargo, cuando se maximizan las inyecciones de la GD, puede que el voltaje ideal, desde el punto de vista del óptimo real o del OPF, no esté contenido en el conjunto factible de la formulación SOCP relajada, lo que genera que la ecuación 3.2d se cumpla en desigualdad y en la práctica significa que la respuesta obtenida es infactible para el problema original (flujo de potencia real).

Cuando se agregan pesos, ponderando en mayor medida las pérdidas del sistema, se fuerza a que la solución óptima esté en dentro del espacio acotado por los voltajes, cumpliendo en igualdad la restricción cónica y obteniendo errores despreciables respecto de la operación real, tal como se observa en la figura 4.5, donde las curvas para las corrientes entre el modelo y OpenDSS son coincidentes, mientras que el valor de referencia del error en la restricción cónica es muy pequeño y suficientemente cercano a 0. Esto contrasta con lo visto en las figuras 4.3 y 4.4, donde en las horas de sol la corriente del modelo aumenta considerablemente respecto a la de OpenDSS y justamente en este mismo rango de tiempo el valor de la restricción cónica se aleja mucho más del 0, lo que implica que las soluciones no son exactas. Lo anterior se reafirma al observar la tabla 4.4, que contiene los errores RMSE tipo 2 para cada variante de los ponderadores para minimizar pérdidas y vertimientos, donde $w_1 = 0,75/w_2 = 0,25$ es el escenario que muestra errores notoriamente más bajos para los tramos CD y CE y, justamente, es el que otorga un mayor peso a la minimización de pérdidas.

Tabla 4.4: RMSE para las corrientes de los tramos C-D y C-E utilizando el objetivo 2 para la optimización del flujo de potencia en la red de 5 barras.

Pesos	RMSE I_{CD}	RMSE I_{CE}
$w_1 = 0,25$ y $w_2 = 0,75$	2,314	4,369
$w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$	1,520	2,870
$w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$	0,001	0,001

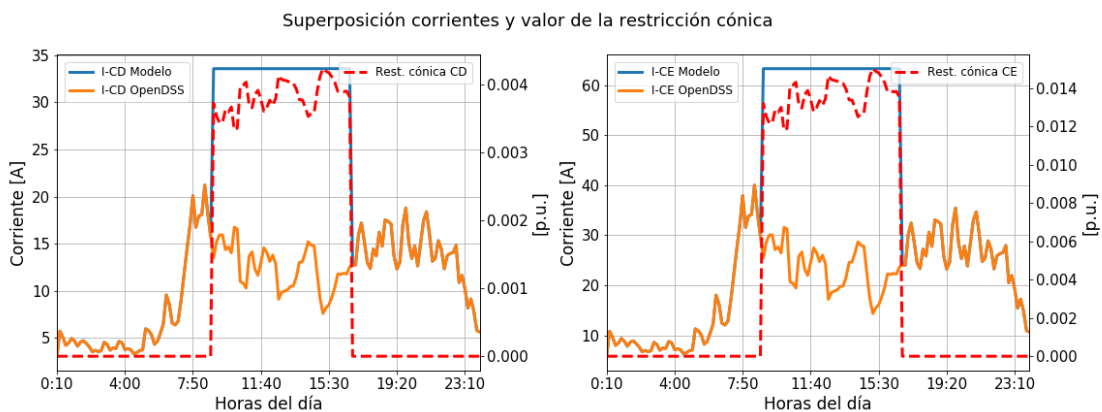


Figura 4.3: Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,25$ y $w_2 = 0,75$.

En términos de la potencia a la salida del inversor, en el objetivo 1, se tiene una operación bastante conservadora, ya que el máximo inyectado de potencia activa es considerablemente menor en comparación a los demás casos y se ajusta a la curva de demanda en las horas de

Superposición corrientes y valor de la restricción cónica

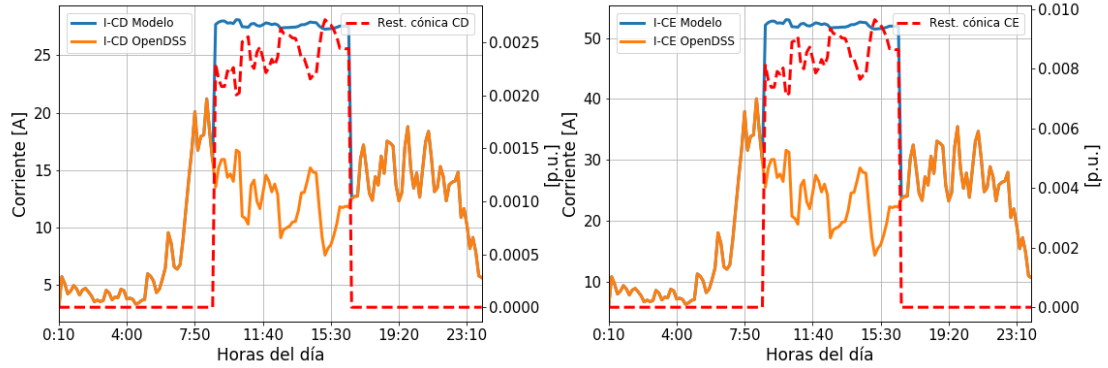


Figura 4.4: Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$.

Superposición corrientes y valor de la restricción cónica

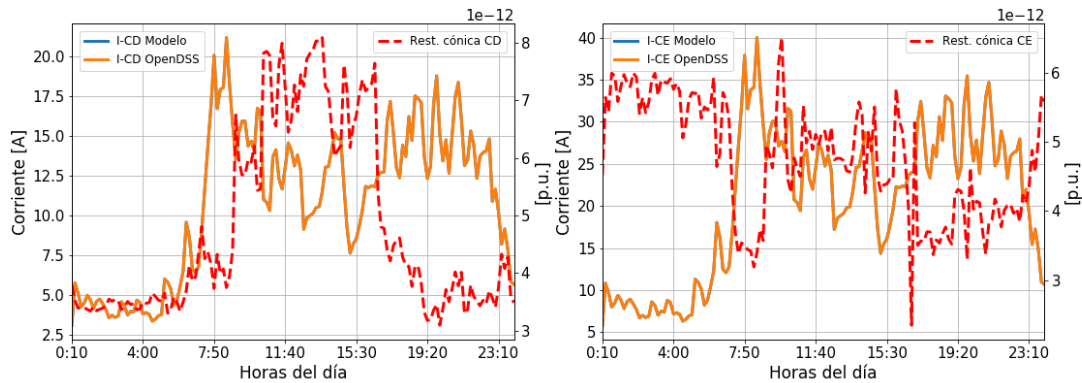


Figura 4.5: Comportamiento de la restricción cónica para el objetivo 2 con pesos: $w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$.

sol, como se demuestra en la figura 4.6 y en la tabla 4.2. Además, como se esperaba, es el caso con menores pérdidas.

Potencias en la red de 6 barras

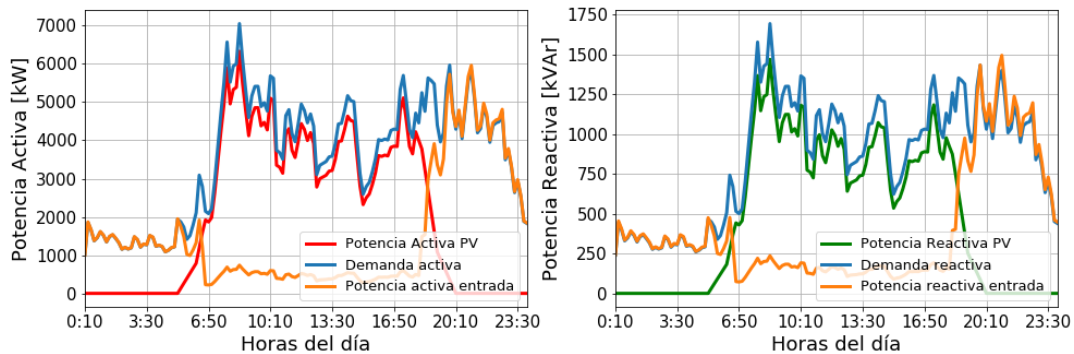


Figura 4.6: Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 1 de minimización de pérdidas.

Luego, le sigue el objetivo 3 con una mayor inyección de potencia activa, forzada por la

restricción de mínima potencia impuesta, siendo ambas curvas coincidentes en las horas de sol (ver figura 4.7); esto conlleva un aumento en las pérdidas por la mayor cantidad de flujo y, por ende, costos para el operador, aunque puede entenderse como un “pago” por poseer una mayor inyección desde la GD.

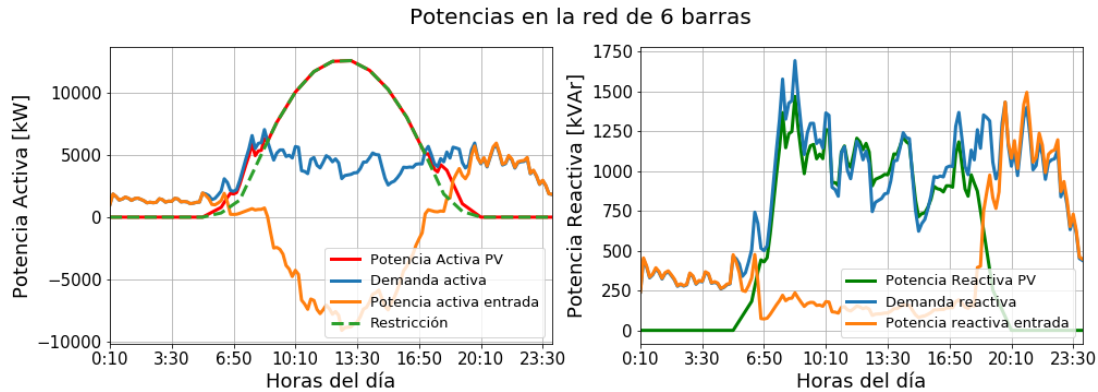


Figura 4.7: Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 3 de minimización de pérdidas sujeto a restricción mínima de potencia a inyectar desde el inversor.

Por último, el objetivo 2, en cualquiera de sus versiones, es el que permite una mayor inyección desde el panel, valor que asciende a los 17 [MVA] aproximadamente, y tiene el comportamiento descrito en la figura 4.8. Ahora bien, como se cuantifican los vertimientos como un costo, además de que las pérdidas se ven incrementadas por un mayor movimiento de flujo, estos alcanzan los costos más altos para el operador.

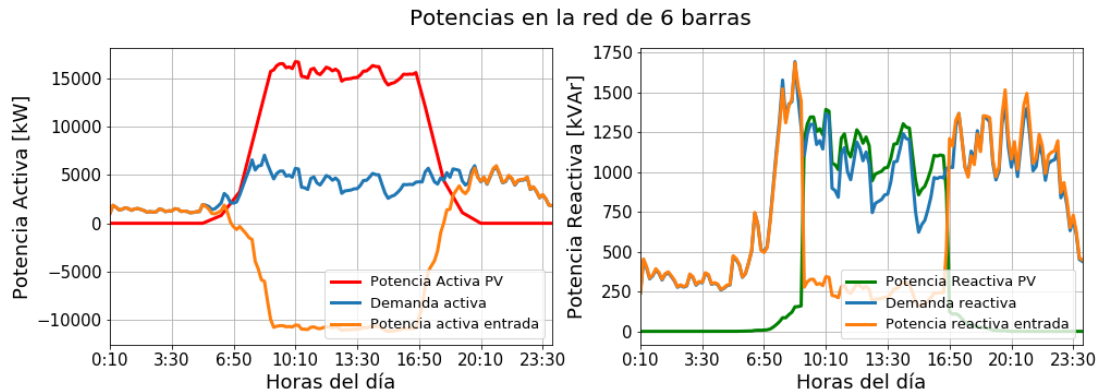


Figura 4.8: Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo 2 de minimización de pérdidas y vertimientos, con pesos $w_1 = 0,5$ y $w_2 = 0,5$.

Finalmente, a partir del análisis presentado, considerando que es de interés maximizar la generación distribuida, el objetivo 2 y sus versiones resultan ser buenos candidatos en el sentido mencionado. Aún así, no todas sus variantes (i.e. combinaciones de ponderadores para la función objetivo) son precisas en relación a la operación real, destacándose $w_1 = 0,75$ y $w_2 = 0,25$ para el cual las soluciones se localizan en la superficie del cono que describe la ecuación 3.2d, además de posibilitar inyecciones de potencia comparables a las alcanzadas por los demás casos.

4.1.3. Alternativa a función multiobjetivo

Como se explicó en la sección 4.1.2, siempre que se minimice una función de la corriente, la solución factible del problema se encontrará en la superficie del cono descrito por la ecuación 3.2d. Sin embargo, cuando la función objetivo es otra, la exactitud de la solución estará dada por el límite superior del cuadrado del voltaje, que a su vez, es límite inferior para el cuadrado de la corriente: la solución será exacta cuando el conjunto de soluciones factibles contenga a la encontrada por la relajación SOCP (ver figura 4.9a obtenida de [51]). De lo contrario, la ecuación en cuestión se cumple en desigualdad, debido a que los límites excluyen a la solución exacta para el OPF, ubicándose dentro del cono (ver figura 4.9b obtenida de [51]), lo que vuelve a la formulación inexacta. Esto es lo que ocurre al agregar la minimización de vertimientos, aunque agregando pesos para la formulación multiobjetivo y haciendo que tenga mayor relevancia la función de pérdidas (i.e. corriente), se obtienen resultados factibles.

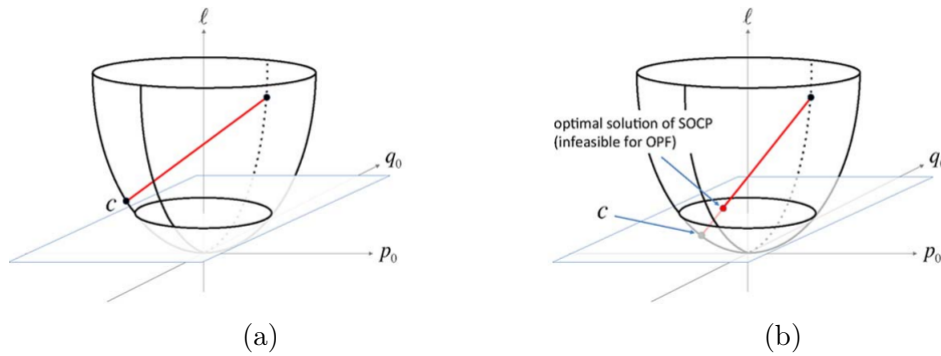


Figura 4.9: Impacto del límite de voltaje superior en la solución de la formulación SOCP relajada. **(a)** Cuando el límite superior del cuadrado del voltaje (que corresponde al límite inferior del cuadrado de la corriente) contiene a la solución “c” en el conjunto de soluciones factibles, ésta es exacta. **(b)** Cuando el límite superior del cuadrado del voltaje excluye a la solución “c” del conjunto factible para la formulación, la solución encontrada es infactible para el OPF y la relajación es inexacta.

Ahora, como alternativa a lo anterior, minimizando la potencia de entrada al sistema y las pérdidas (ver ecuación 4.1), se obtienen resultados factibles y exactos, con errores pequeños (RMSE de tipo 2) de acuerdo a la tabla 4.6, que cumplen en igualdad la restricción cónica y que alcanzan una inyección de la GD comparable con los casos multiobjetivos vistos, tal como se muestra en la tabla 4.5 y la figura 4.10. Esto se explica porque minimizar la potencia de entrada del sistema, dada la relación que guarda con la corriente ($V \cdot I \cos(\phi)$), de forma implícita minimiza la corriente de entrada al sistema, lo que a su vez minimiza las pérdidas y permite que los resultados sean factibles y exactos para el problema de flujo real; por otra parte, cuando la potencia de entrada es negativa, significa que se exporta energía aguas arriba de la red, señal de que se maximiza la potencia a las salidas de los inversores.

$$PNP \cdot \Delta t \cdot \left(\sum_{t \in T} \sum_{ij \in L} R_{ij} L_{ij,t} + P_{0,t} \right) \quad (4.1)$$

Visualmente, en la figura 4.11 la curva roja que muestra el error respecto al resultado de la operación real es del orden de 1^{-10} . Además, la curva azul del modelo no se observa ya

Tabla 4.5: Resumen de resultados para minimización de pérdidas y potencia de entrada.

Valor objetivo [U\$S]	Máximo P [kW]	Máximo Q [kVAr]	Máximo S [kVA]	Pérdidas [kWh]
-5865,028	16725,338	1397,754	16783,642	4829,209

Tabla 4.6: Errores máximos para objetivo de minimización de pérdidas y potencia de entrada, con una generación distribuida de tamaño 30 [MW].

RMSE Voltaje	RMSE Corriente	RMSE Potencia Activa	RMSE Potencia Reactiva
0,009	0,005	0,000	0,016

que practicamente es coincidente con la curva de OpenDSS, por lo que es posible desprender que la restricción cónica se cumple casi en igualdad.

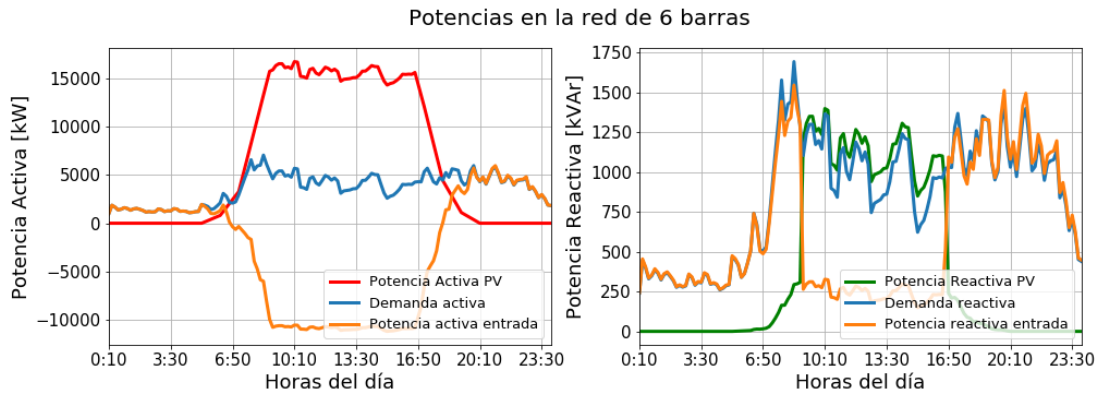


Figura 4.10: Contraste de la demanda del sistema, la potencia a la entrada y la potencia inyectada desde el panel solar para el objetivo alternativo, que minimiza de pérdidas y potencia de entrada.

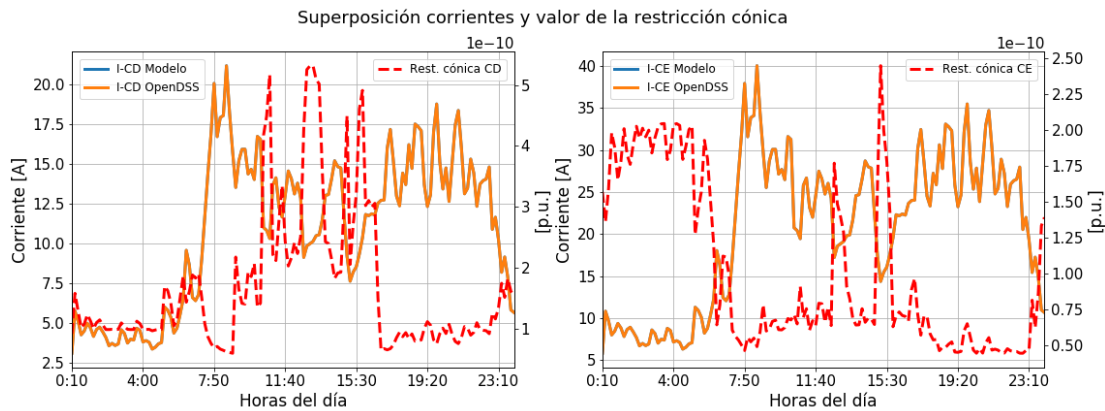


Figura 4.11: Comportamiento de la restricción cónica para objetivo alternativo.

A partir de estos resultados, dado que la función de minimización de pérdidas y potencia de entrada cumple con entregar resultados factibles para el problema real y a su vez maximiza la adopción de generación dsitribuida, los análisis presentados en las siguientes secciones se realizan con dicho funcional.

4.1.4. Comportamiento de los elementos de control

4.1.4.1. *Hosting capacity* alcanzado por cada control

Evaluando cada elemento de control por separado, se tienen los resultados de la tabla 4.7. Aquí se muestra que mediante el control de la batería e inversor a la salida del panel solar, es posible mejorar el HC de la red. En las secciones 4.1.4.2 y 4.1.4.3 se detallan los efectos de la aplicación de los controles.

Tabla 4.7: *Hosting capacity* (HC) del caso base sin control y utilizando un elemento de control a la vez en red de 5 barras.

Tipo de control	HC [MW]
Sin control	14
Batería	16
Inversor	~18

4.1.4.2. Operación del inversor

En la tabla 4.8 se presentan las potencias máximas alcanzadas al ir aumentando el tamaño del panel. De esto se desprende que a pesar de que no se viole alguna restricción del problema, llega un momento en que la potencia activa y reactiva máxima se mantienen constantes; dicho nivel de potencia activa (18 [MW] aproximadamente) se considera el *hosting capacity* para la operación del inversor.

Tabla 4.8: Potencias máximas alcanzadas para cada tamaño de panel, bajo la acción de control del inversor conectado en la barra C.

Capacidad Panel [MW]	Máximo P [MW]	Maximo Q [MW]	Máximo S [MW]
10	9,999	0,153	10,000
20	16,414	1,305	16,417
30	16,725	1,397	16,783
40	17,677	1,475	17,683
50	17,796	1,641	17,872
60	17,796	1,641	17,872
70	17,796	1,641	17,872
80	17,796	1,641	17,872

Además, en la figura 4.12 se aprecia que los vertimientos son cada vez mayores, mientras que la energía entregada por el panel adquiere valores bastante similares, desaprovechándose parte importante de la capacidad del panel a medida que se aumenta su capacidad. Esto no es conveniente, ya que un panel de mayor tamaño conlleva costos mayores y, si hay vertimientos, la energía marginal no justifica este precio.

Observando un caso particular de tamaño del panel (30 [MW]), en la figura 4.13 se visualiza la energía aportada a la red, que no corresponde a la totalidad que puede entregar y por lo tanto la acción de control es vertir energía (zona anaranjada) para enfrentar los problemas de corriente que se suscitan. Además, se utiliza parte de los kVA del inversor no utilizados en inyectar potencia activa en inyectar reactivos.

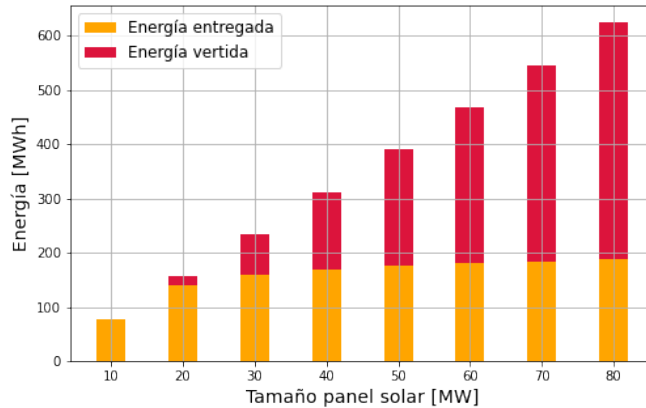


Figura 4.12: Comparación entre energía aportada por la generación solar y los vertimientos, para cada tamaño de panel.

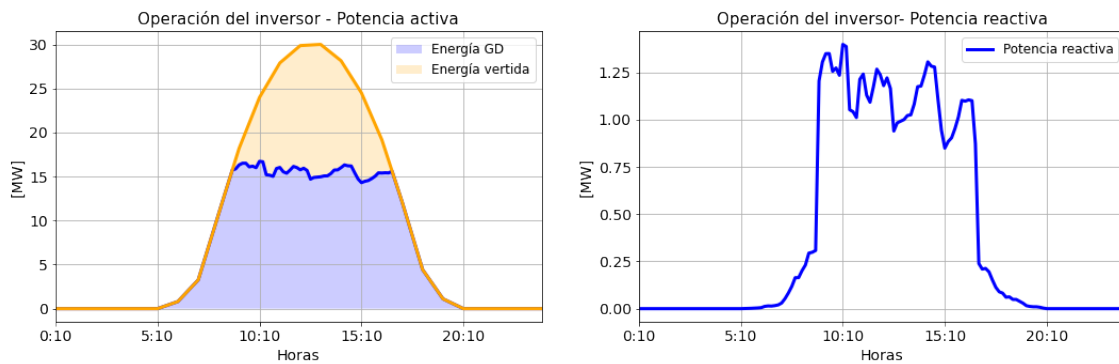


Figura 4.13: Ejemplo de operación del inversor durante el día.

4.1.4.3. Operación de la batería

Como primer acercamiento al dimensionamiento de la batería, su capacidad se calcula para que sea capaz de abastecer al 20% del consumo activo durante 2 horas. De esta manera, la batería implementada en la red de 5 barras se caracteriza por:

- Potencia máxima de carga/descarga [MW]: 1,41
- Capacidad [MWh]: 2,82

Respecto del control de la batería para el HC alcanzado, en la figura 4.14 se observa su comportamiento: en las horas de sol, es decir, donde existe inyección de potencia a la salida del inversor, la batería aumenta su estado de carga y “consume” energía de la red; fuera de este horario, la batería disminuye su estado de carga, lo que se condice con la inyección de potencia desde este elemento, es decir, la batería se descarga. En base a esto, es posible afirmar que la batería es la que abastece la diferencia de energía entre la demanda neta y potencia de entrada en las horas donde no hay inyección desde el panel, mientras que en las horas de sol, el panel es quien cubre la demanda y además se exporta energía al sistema.

En cuanto al efecto que causa el control de la batería, en la figura 4.15 se distingue una

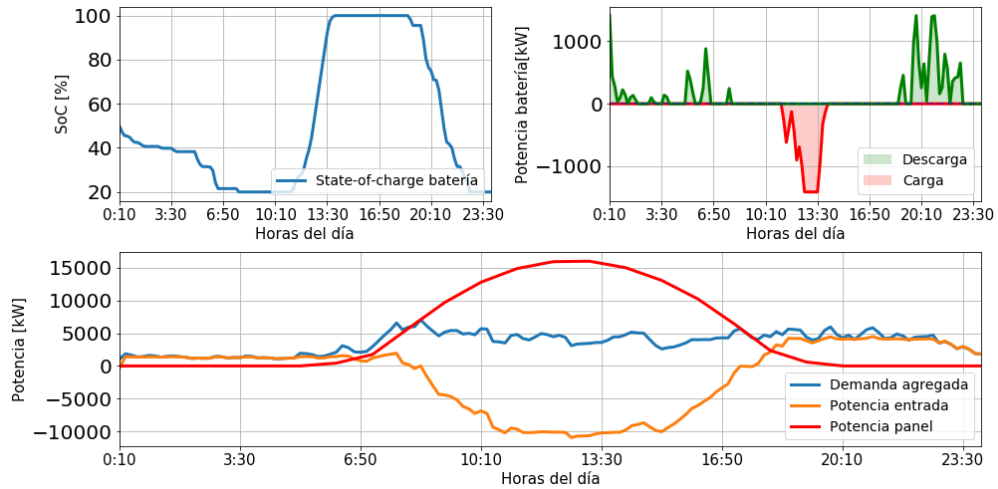


Figura 4.14: Comparación del estado de la batería, potencia a su salida, potencia de entrada a la red, potencia inyectada por la GD y demanda.

disminución de la corriente B-C, que va hacia la barra C, en relación a la corriente B-C obtenida para el mismo nivel de inyección desde el panel, pero sin batería; en la figura 4.16, se observa una disminución en las pérdidas en ciertos momentos del día, los que coinciden con el efecto en la corriente B-C. Entonces, se aprecia que la batería es un elemento que incide en el comportamiento de los flujos, pudiendo descongestionar algunos tramos de la red. Sobre la tensión de la barra C, no se presentan variaciones significativas en comparación al caso sin control, aunque existen algunas pequeñas que se deben a que la potencia neta en la barra varía con la presencia de la batería (puede interpretarse como un consumo, por lo que éste favorece la caída de voltaje).

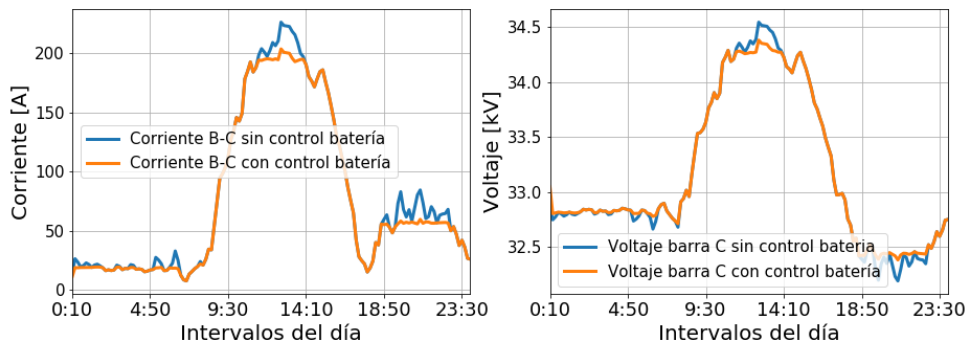


Figura 4.15: Efectos de la batería, conectada en la barra C, en voltaje y corriente.

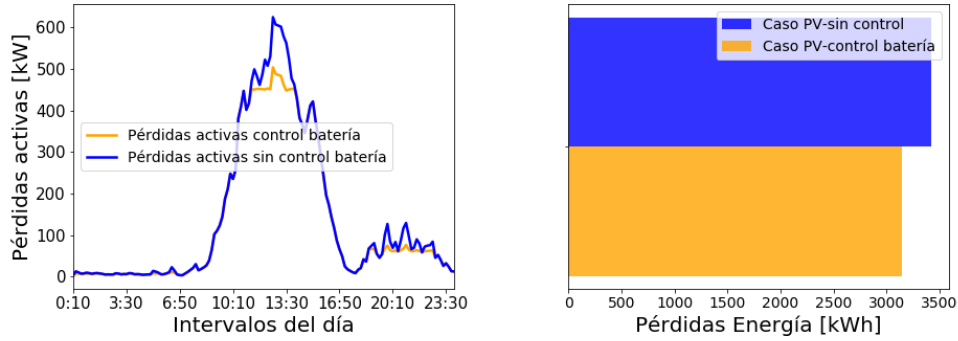


Figura 4.16: Efectos de la batería, conectada en la barra C, en las pérdidas de la red, donde el caso sin control genera 3417,312 [kWh] y el caso con control 3141,755 [kWh].

4.2. Red MT basada en una red de la zona de Valparaíso

Para los resultados de esta sección, se trabaja con la función objetivo 4 (minimización de pérdidas y potencia de entrada al sistema). Además, en la tabla 4.9 se presentan los nodos, kilómetros de línea, cantidad de puntos de consumo y capacidad total de los transformadores MT/BT involucrados en la solución del problema.

Tabla 4.9: Información de caso de estudio red MT basada en una red de la zona de Valparaíso.

Cantidad de nodos	140
Kms. de red	8,31
Cantidad de puntos de consumo	55
Capacidad total transformadores MT/BT [KVA]	11950

4.2.1. Hosting capacity de la generación distribuida

Acorde a lo indicado en la sección 3.5, se aumenta la GD paulatinamente hasta que se sobrepasa algún límite de voltaje en los consumos, ampacidad en las líneas o límite de potencia en los transformadores MT/BT. Esto ocurre al llegar a un 100 % de GD (ver figura 4.17), donde se violan límites de corriente en un conjunto de 3 líneas, por lo que el HC corresponde al 90 % de adopción de GD. Posteriormente, en el nivel de 120 % se sobrepasan los límites en los transformadores MT/BT y en 170 % existen sobrevoltajes.

Ahora bien, es interesante revisar el comportamiento de las pérdidas de energía y la potencia de entrada, a medida que se aumenta la GD. En la figura 4.18 se aprecia que desde 0 a 40 %, las pérdidas van disminuyendo; luego comienzan a aumentar y, sobre el 70 % de adopción, las pérdidas son superiores a las correspondientes a 0 %. Esto se condice con el comportamiento de la potencia de entrada de la red, donde se observa que a mayor penetración de GD, la potencia que ingresa va disminuyendo en las horas de sol, producto de que la GD se hace cargo de abastecer los consumos. Sin embargo, la inyección solar llega a ser tal que supera la demanda en dichas horas y se revierte el flujo, lo que se expresa como un valor negativo de potencia en la primera línea de la red, es decir, se está exportando el excedente de energía al sistema.

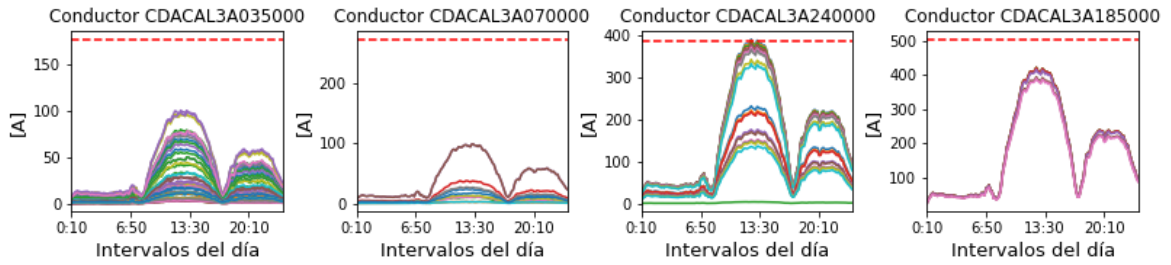


Figura 4.17: Corrientes para una generación distribuida equivalente al 100% de la capacidad de los transformadores MT/BT. En algunas líneas con tipo de conductor “CDACAL3A240000” se sobrepasa el límite de ampacidad para dicho material.

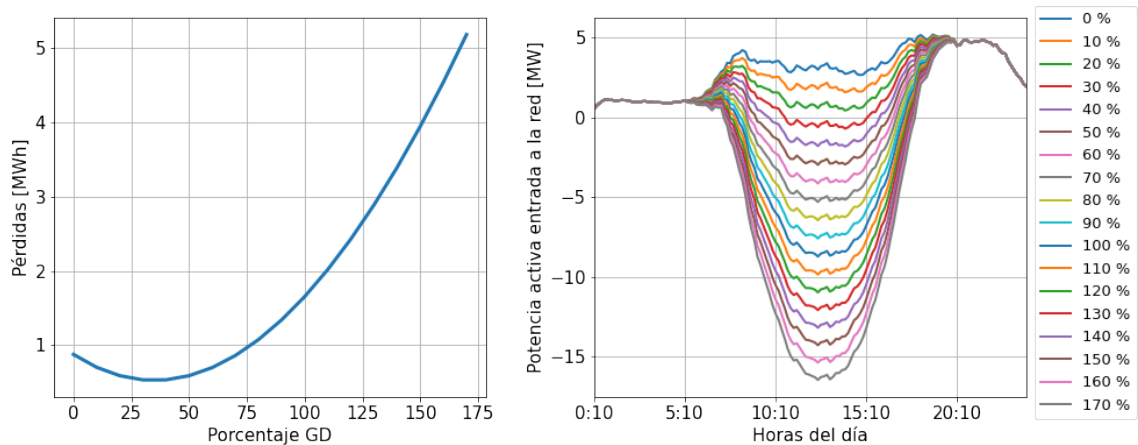


Figura 4.18: Efectos en las pérdidas de energía y potencia de entrada al aumentar la generación distribuida.

4.2.1.1. *Hosting capacity* con control desde el inversor

Dado que la ecuación 3.3a permite que la potencia activa se reduzca a 0 y, además, dentro de la función objetivo se minimizan pérdidas, se genera un fenómeno donde efectivamente el inversor comienza a disminuir notoriamente la potencia activa entregada en las horas de luz solar. Lo anterior provoca que al aumentar el tamaño de la generación distribuida, nunca se sobrepasen los límites de corriente, voltaje y/o potencia, aún para porcentajes muy grandes. También, es un resultado que generará grandes costos al tener paneles de gran capacidad, pero no estarán siendo ocupados para entregar toda la energía que permite su diseño, ya que los vertimientos serán importantes con el fin de respetar las restricciones del problema.

Tabla 4.10: Resultados para *hosting capacity* mejorado, realizado con control de inversores.

Energía solar diaria entregada [MWh]	Energía Vertida [MWh]	Pérdidas de energía [MWh]
112,177	18,450	2,088

Para evitar la situación y encontrar un valor razonable como *hosting capacity* mejorado de la red, se obliga a que la potencia activa a la salida del inversor, en todo momento, sea mayor

o igual al 70% de la potencia que puede entregar. Con ello, se obtiene que el *hosting capacity* de la red con control del inversor es para una generación distribuida de tamaño del 140% de la capacidad de los transformadores MT/BT. En la tabla 4.10 se presentan los resultados de la simulación, en términos de energía.

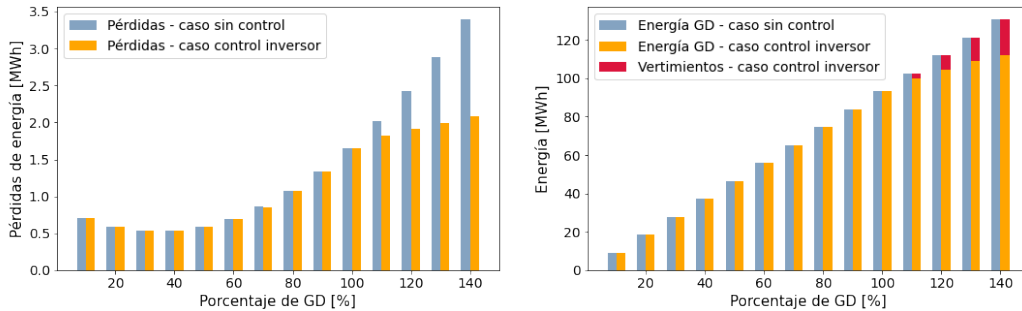


Figura 4.19: Comparación de caso sin control de elementos activos y con control del inversor conectado a la GD, en términos de pérdidas (gráfico izquierdo), energía total entregada y vertimientos (gráfico derecho).

En el gráfico de la izquierda de la figura 4.19 se aprecia que las pérdidas disminuyen hasta el 40% de GD; luego, estas comienzan a aumentar, mas de forma diferente para los casos con y sin control, lo que se atribuye al efecto de los vertimientos que genera el control del inversor que, como se observa en el gráfico de la derecha, son notorios para los últimos 4 tamaños de GD. En otras palabras, como no se entrega toda la energía para dicho tamaño, reduce las pérdidas.

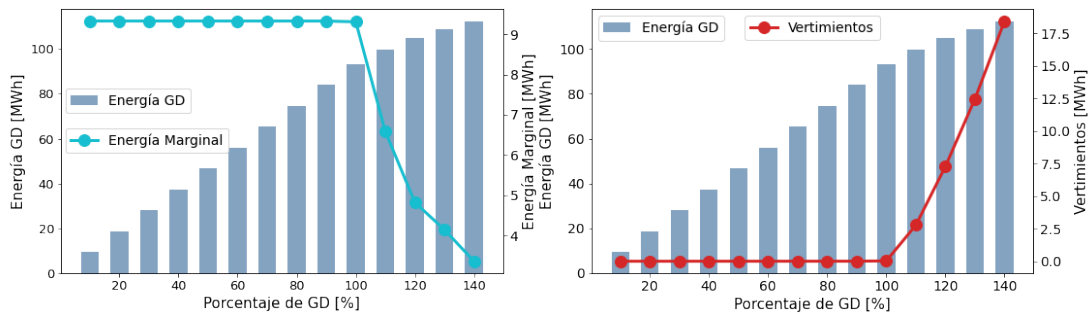


Figura 4.20: Comparación entre la energía total entregada por la GD, energía marginal que significa aumentar el tamaño de la GD (gráfico izquierdo) y los vertimientos realizados por el control del inversor (gráfico derecho).

En cuanto a la figura 4.20, se presenta la energía que aporta la generación distribuida al aumentar su tamaño, en contraste con la energía marginal (gráfico de la izquierda) y los vertimientos (gráfico de la derecha). En el primero, se tiene que hasta un 100% de GD, la energía marginal (es decir, en cuánto aumenta la energía proveniente de la GD producto de aumentar su tamaño de un valor a otro) es similar y superior a 9 [MWh]; después, comienza a descender significativamente, llegando a ser inferior a 4[MWh]. De forma opuesta se visualizan los vertimientos, los que hasta un 100% de GD son pequeños, luego ascienden sobre 17,5 [MWh] para un 140% de GD.

Dado que el HC sin control está en el 90 %, a simple vista no se aprecia un vertimiento notorio para el 100 %, el cual en realidad es de 24,763 [kWh]. Esto sucede porque es pequeña la energía que no puede adoptar la red en su totalidad, lo que se condice con los bajos niveles de sobrecorrientes vistos en la figura

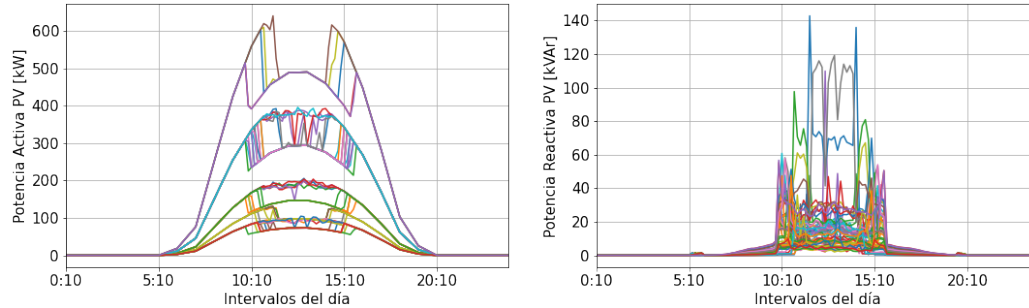


Figura 4.21: Curvas de salida del inversor para una generación distribuida del 140 % del tamaño de los transformadores MT/BT, para caso con control de inversores.

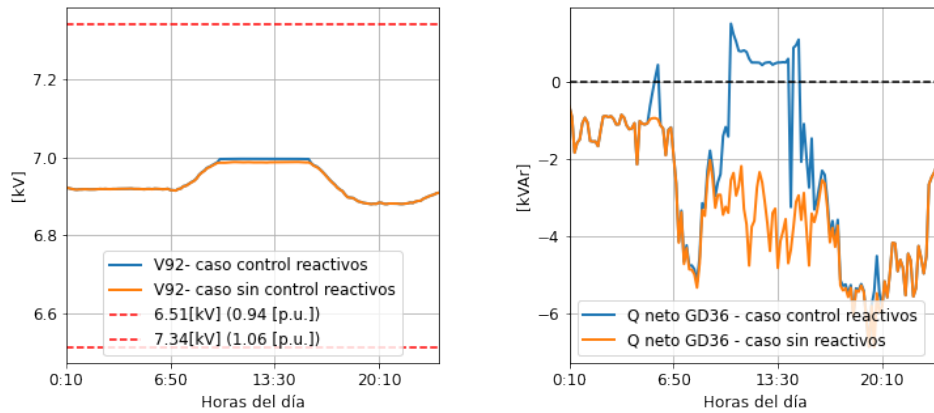


Figura 4.22: Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°36.

Revisando más detalladamente el resultado para el HC alcanzado, se observa en la figura 4.21 el vertimiento que tienen las curvas de potencia activa. Por otra parte, hay inyecciones de potencia reactiva que, al compararlas con el mismo caso sin control de reactivos, se aprecia que éstos se están utilizando en subir ligeramente los voltajes en las barras de consumo, lo que repercute en las pérdidas; dicho de otra forma, no utilizar esta inyección de reactivos implica generar más pérdidas (2,11 [MWh]). El tamaño de este aumento dependerá de la impedancia que ve cada barra de consumo y de la cantidad de reactivos que se estén inyectando, de esta manera para aquellas barras más lejanas a la subestación y con mayores reactivos tendrán un incremento más marcado. Por ejemplo, la barra donde se ubica la generación N° 36 se encuentra a 0,82 [km] y en la figura 4.22 los voltajes con y sin control de reactivos son muy similares, aunque el primero es un poco más alto. En contraste, la barra con la generación N° 37 está a 2,63 [km] y en la figura 4.23 la curva de voltaje del caso con control de reactivos se diferencia del caso sin este control. Esta acción tomada por la optimización es porque los

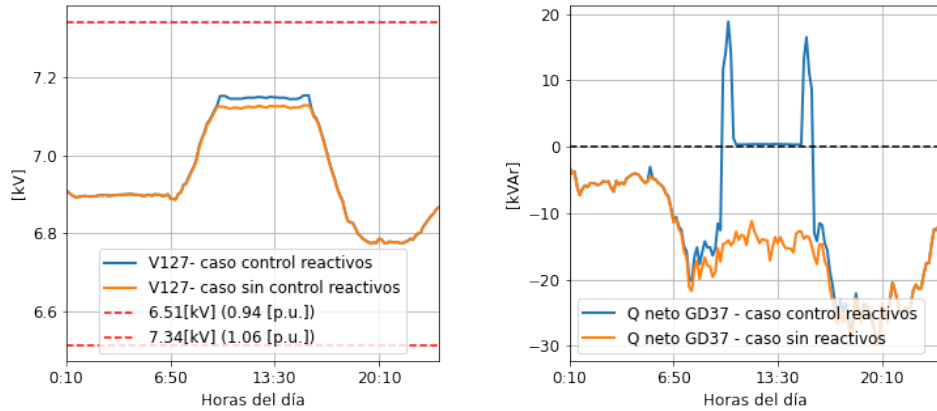


Figura 4.23: Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°37.

problemas son de corriente y no de voltaje; en caso de ocurrir los últimos, se tratarían de absorber reactivos para disminuir las alzas de tensión provocadas por la adopción masiva de generación distribuida.

Otro fenómeno relevante es aquel que se da con los vertimientos: a partir de la figura 4.24, donde se relacionan los puntos de consumo con su nivel de vertimiento de potencia activa, se observa que a mayor distancia de la subestación, mayor es el vertimiento, es decir, los consumos que son menos susceptibles a los problemas de voltaje son favorecidos maximizando energía otorgada por su generación.

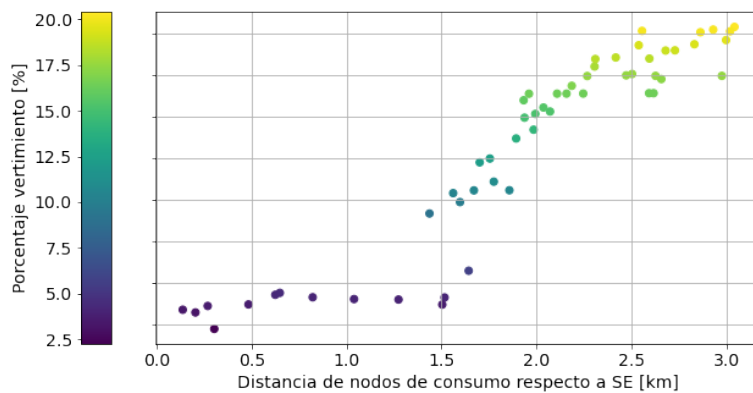


Figura 4.24: Distancia a la que se encuentra cada consumo de la subestación y el porcentaje de energía vertida respecto del tamaño de la generación instalada en dicho nodo, para una GD de capacidad equivalente al 140 % del tamaño de los transformadores MT/BT.

Por otra parte, si se analiza el comportamiento de los voltajes, en la figura 4.25 se observa que los puntos más lejanos a la subestación son los que poseen mayores tensiones, mientras que los más cercanos poseen menores tensiones. Entonces, debido a la dirección de la caída de tensión, los flujos se dirigen hacia la subestación y se exportan aguas arriba de ésta. En cuanto a las corrientes, se visualiza en la figura 4.26 que las líneas con mayor porcentaje

de ocupación (es decir el porcentaje que significa la corriente respecto a la ampacidad del conductor) marcadas en tonos rojizos definen una especie de líneas centrales, lo que concuerda con la exportación de energía hacia el sistema ya que precisamente son estos tramos los que “recolectan” la energía proveniente de la GD.

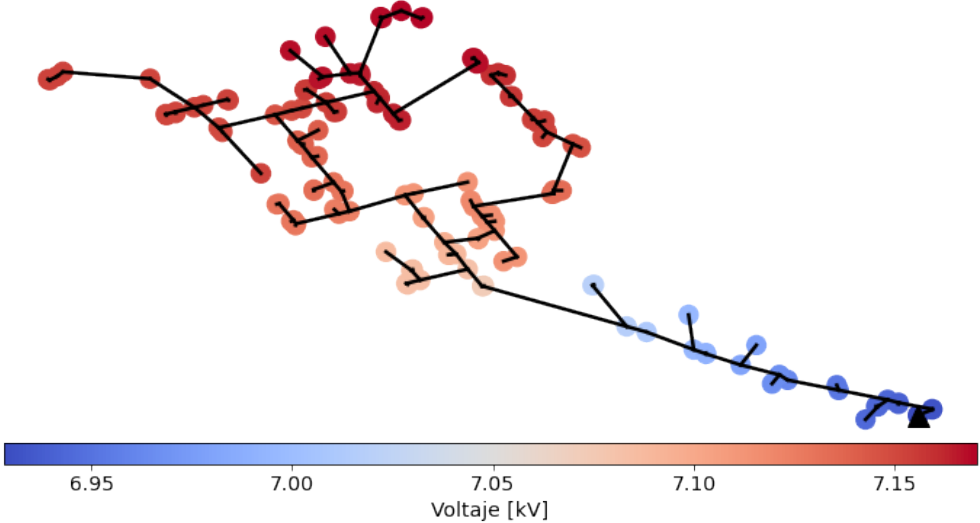


Figura 4.25: Mapa de calor de los voltajes en cada una de las barras para el momento de mayor inyección con control de inversores.

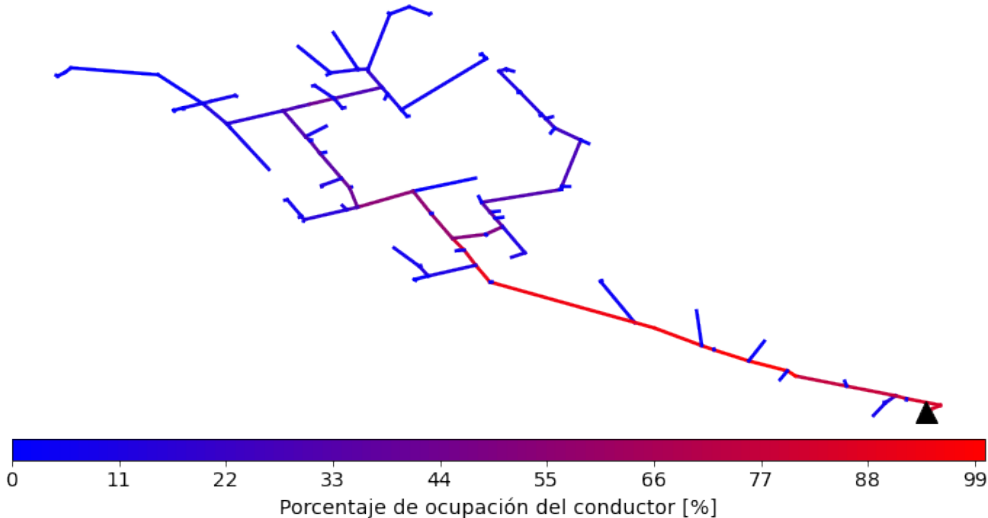


Figura 4.26: Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores para el momento de mayor inyección con control de inversores.

En resumen, el control desde el inversor de la generación residencial “intenta solucionar los problemas de corriente” disminuyendo la potencia entregada, es decir, realiza vertimientos,

lo que claramente baja las pérdidas respecto de un caso sin ningún control, a costa de que la energía marginal se vuelve menos significativa. En términos económicos, tamaños mayores de la GD son contraproducentes, dado que significarían un mayor costo de inversión y menor aporte de energía total entregada. Entonces, si bien se alcanza un tamaño mayor para la GD con el control del inversor, este no permiten aprovechar toda la energía desde la generación distribuida ya que no soluciona los problemas de corriente, aunque los resultados por construcción del problema (funcional minimiza los flujos que entran a la red) maximizan la generación local sujeta a las restricciones de la red. En este contexto, se esperaría que con un adecuado dimensionamiento de la batería se pueda acoger un mayor de tamaño para la GD y aprovechar la energía disponible.

Respecto a la exactitud del modelo, se presenta en la tabla 4.11 los errores obtenidos para el HC alcanzado. En las figuras 4.27 y 4.28 se presenta el comportamiento de la restricción cónica, con el cuadrado potencia aparente S^2 calculado como 3 veces el producto entre voltaje fase-neutro y corriente de línea, mientras que $P^2 + Q^2$ se calculan directamente con los valores resultantes de la simulación. Para la primera, se puede apreciar que dichos errores no afectan al cumplimiento de la restricción cónica, ya que $S^2 - (P^2 + Q^2)$ es cercana a 0 en la escala de S^2 y $P^2 + Q^2$. En la segunda, dado que la diferencia entre ambas curvas se grafica en otro eje, se observa que existe una diferencia entre S^2 y $P^2 + Q^2$; sin embargo, para la escala involucrada, esta es despreciable; este comportamiento se repite para cada una de las restricciones cónicas de las líneas.

Tabla 4.11: Errores obtenidos para una generación distribuida equivalente a la capacidad de los transformadores MT/BT, con control del inversor.

	Voltaje	Corriente	Potencia Activa	Potencia Reactiva
RMSE 1	0,001	0,075	0,000	3,692
RMSE 2	0,000	0,025	0,006	0,087

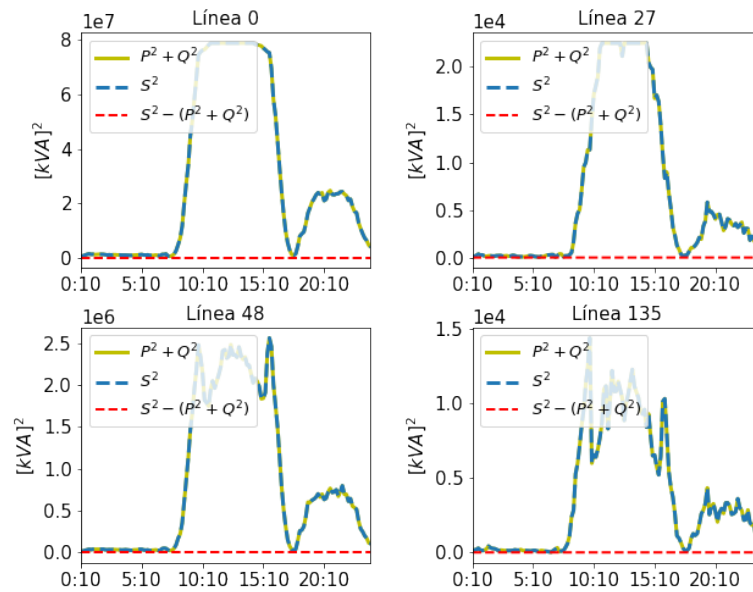


Figura 4.27: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para un nivel de adopción del 140% con control de inversor.

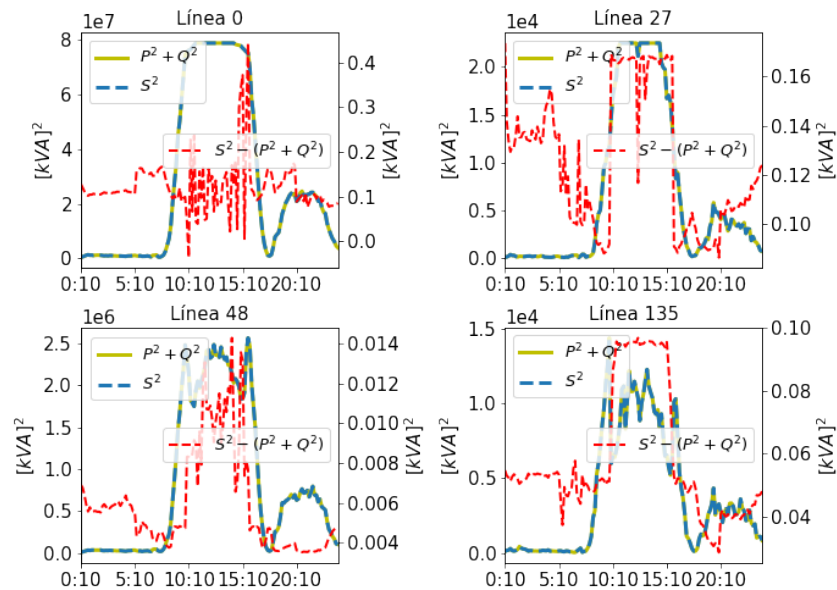


Figura 4.28: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para un nivel de adopción del 140% con control de inversor. Contiene escala secundaria para la visualización del error.

4.2.1.2. *Hosting capacity* con control de la batería

Considerando dónde ocurren los primeros problemas de corriente con la penetración de la generación distribuida, el almacenamiento de energía se ubica aguas abajo de ellas con el fin de intentar descongestionar esta zona, tal como se muestra en la figura 4.29; en ella, se indican con rojo las líneas que presentan los primeros problemas de corriente cuando se integra generación distribuida y sin ninguna acción de elementos de control. Aguas abajo, se ubica la batería con el símbolo de una estrella.

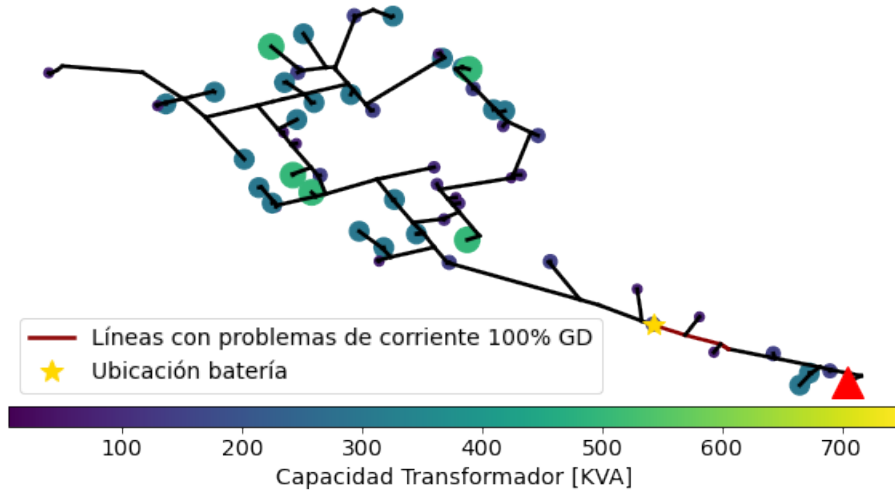


Figura 4.29: Representación de la red con la ubicación de los primeros problemas de corriente al integrar GD y sin ninguna acción de elementos de control. Aguas abajo, se ubica la batería.

Dados los resultados de la sección 4.2.1.1, se esperaría que con un adecuado dimensionamiento de la batería se pueda aprovechar toda la energía disponible dada una GD del tamaño de los transformadores MT/BT. La batería se dimensiona pensando en que es capaz de entregar una cierta cantidad de potencia, en función de un porcentaje $\% \alpha$ de la capacidad de un transformador AT/MT ficticio de 10 [MVA], durante h horas, lo que se traduce en la ecuación 4.2. En la tabla 4.12 se presentan los casos a evaluar, indicando la potencia máxima de carga/descarga y la capacidad del almacenamiento.

$$E_{max} = h \cdot \% \alpha \cdot Capacidad_{transformador} \quad (4.2)$$

Tabla 4.12: Potencia de carga/descarga y capacidad del almacenamiento energético, para distintos valores de los parámetros h y $\% \alpha$.

Horas/ $\% \alpha$	20 %	40 %	60 %
4	2 [MW]	4 [MW]	6 [MW]
	8 [MWh]	16 [MWh]	24 [MWh]
6	2 [MW]	4 [MW]	6 [MW]
	12 [MWh]	24 [MWh]	36 [MWh]
8	2 [MW]	4 [MW]	6 [MW]
	16 [MWh]	32 [MWh]	48 [MWh]

Para cada uno de estos tamaños, se alcanza como *hosting capacity* una generación de la magnitud del 100 % de la capacidad de los transformadores MT/BT. Como la energía adicional para subir de un nivel de adopción a otro es 9,3 [MWh], se esperaría que las baterías de 24, 32, 36 y 48 [MWh] pudiesen permitir la penetración solar para un nivel de 110 % de GD. Sin embargo, si se revisan las líneas que poseen problemas para este nivel de inyección, aguas abajo de la batería aparecen nuevos problemas de ampacidad, por lo que la actual ubicación del almacenamiento no logra descongestionar en estos puntos. Por esto, se reubica la batería aguas abajo de los problemas para el nivel de 110 % de GD, para el tamaño de 24 [MWh] y 4 [MWh], lo que se visualiza en la figura 4.30.

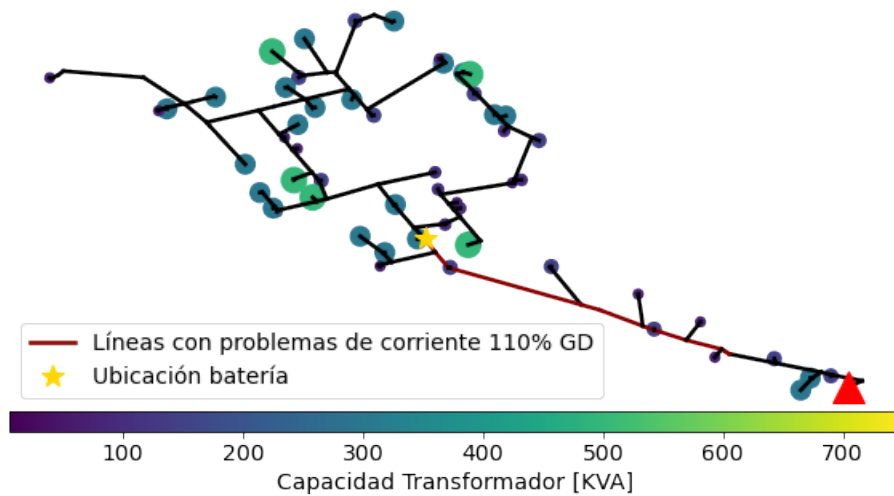


Figura 4.30: Representación de la red con la ubicación de los problemas al integrar generación distribuida del tamaño de los transformadores MT/BT y sin ninguna acción de elementos de control. Además, aguas abajo de ellos se ubica la batería.

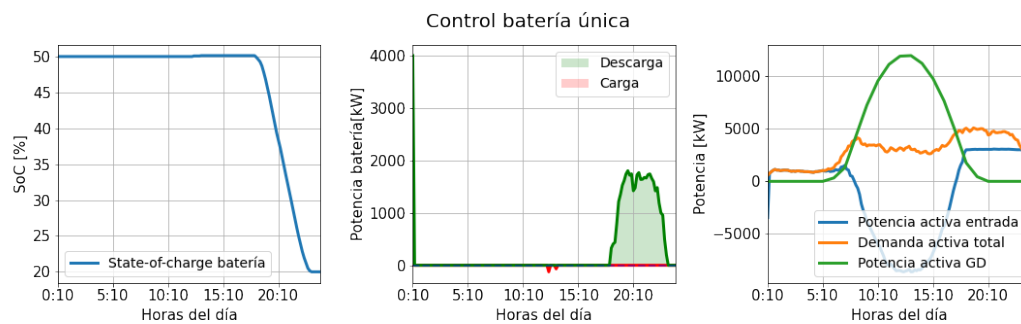


Figura 4.31: Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 1, para una generación distribuida del tamaño de los transformadores MT/BT.

En las figuras 4.31 y 4.32 se muestra el comportamiento de las baterías respecto del sistema. En ambas se observa que durante las horas de sol, la batería se carga y luego se descarga hasta su mínimo en la noche. Ahora bien, la batería 2 es utilizada de forma más intensa, llegando aproximadamente al 60 % de su capacidad durante las horas de sol; como no se llega al 100 % de su capacidad, esto quiere decir que podría almacenar más energía. De hecho, el HC mejorado para la batería en la posición 2 es 110 % de GD, donde obtiene

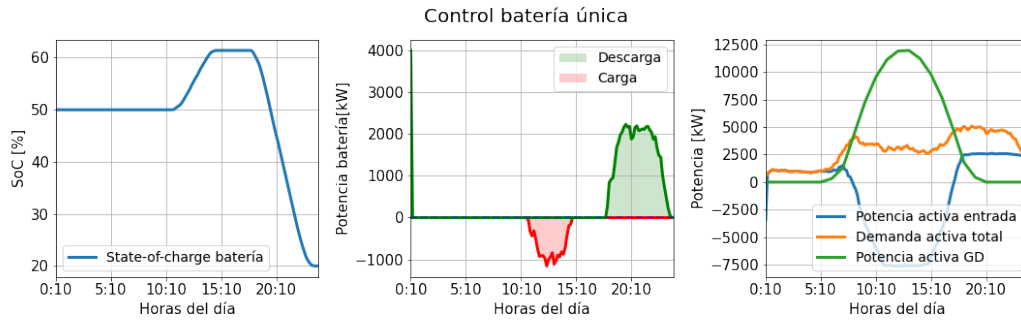


Figura 4.32: Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 2, para una generación distribuida del tamaño de los tranformadores MT/BT.

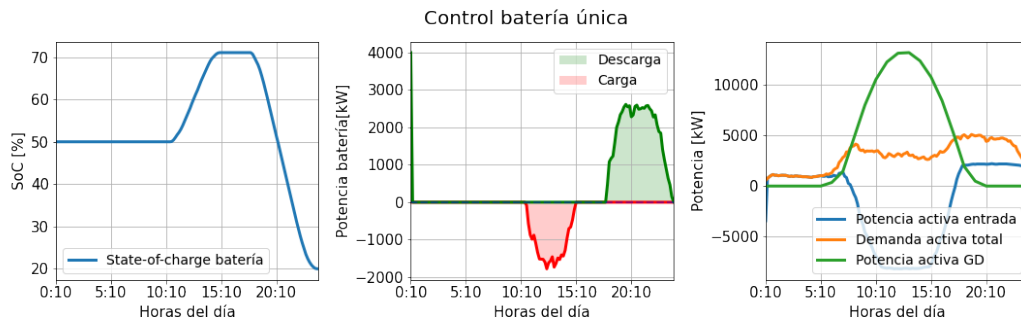


Figura 4.33: Comportamiento de batería de 4 [MW] y 24 [MWh] ubicada en la posición 2, para una generación distribuida del tamaño del 110% de los tranformadores MT/BT.

un comportamiento similar al descrito, alcanzando el 70% de su capacidad en las horas de sol. Para aumentar este nivel de adopción, habría que colocar una batería en cada punto de consumo, dado que se empiezan a activar las restricciones de potencia en los transformadores MT/BT.

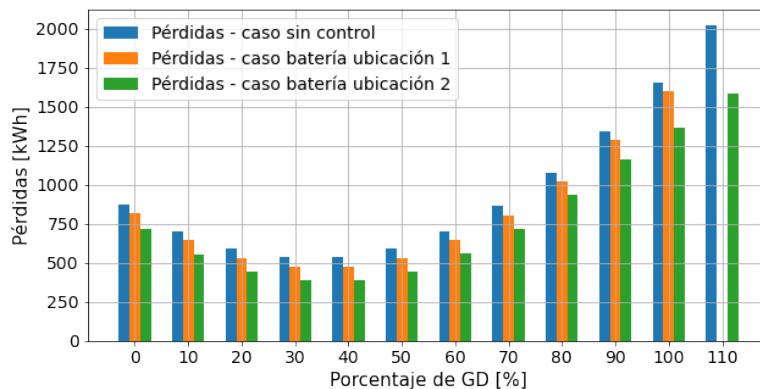


Figura 4.34: Comparación de pérdidas entre caso sin control, batería en la ubicación 1 y 2.

Si se comparan las pérdidas para la misma batería en las posiciones mencionadas, se obtiene la figura 4.34. Las pérdidas disminuyen hasta el 40% y después aumentan, para todos los escenarios. El uso de batería, independiente de la ubicación, significan menos pérdidas para el sistema que cuando no hay elementos de control. Es interesante observar que hay

una diferencia entre la batería 1 y 2, siendo este último caso el que siempre posee menores pérdidas. Esto ocurre aún cuando en términos cuantitativos se cuenta con la misma capacidad de almacenamiento total, pero la ubicación es la que permite una mejor gestión de la energía.

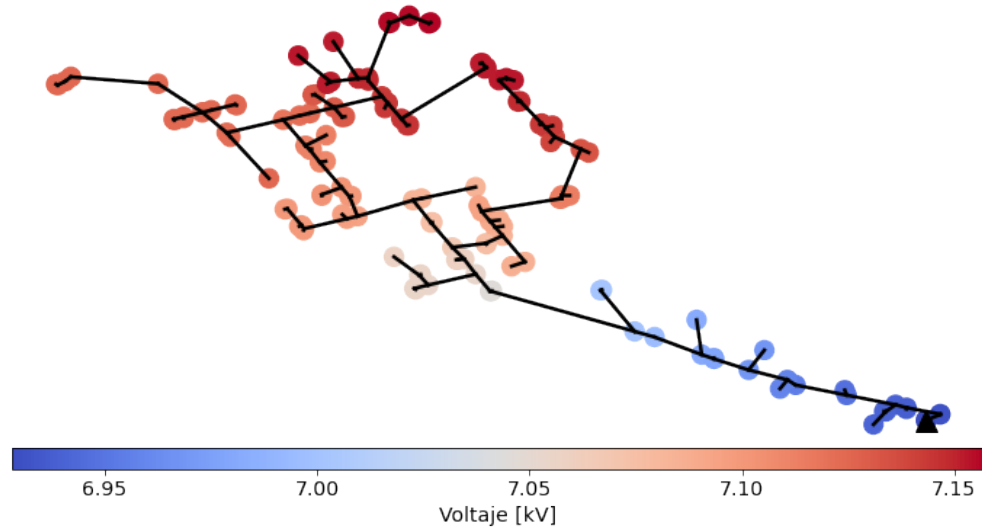


Figura 4.35: Mapa de calor de los voltajes en cada una de las barras para el momento de mayor inyección y con control de batería en la posición 2.

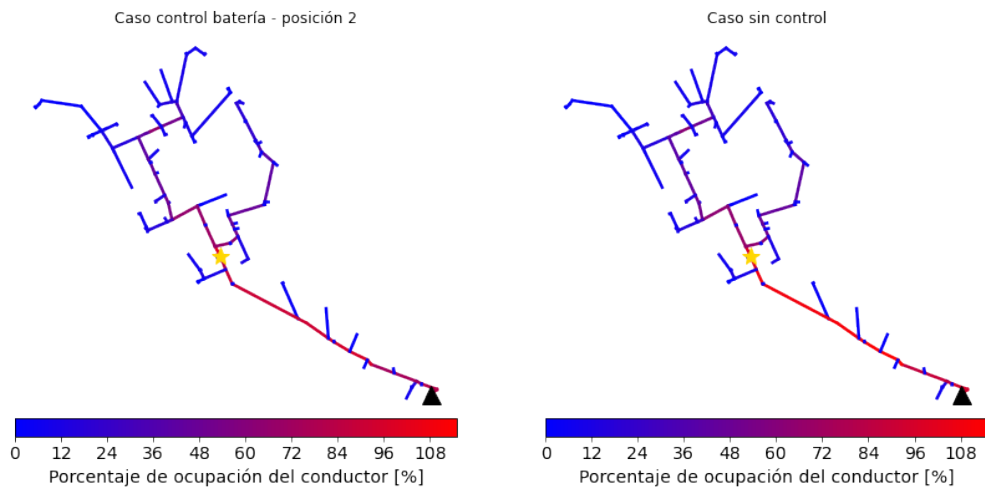


Figura 4.36: Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería en la posición 2 y sin control, para el momento de mayor inyección.

En cuanto a la tensión, tal como se espera acorde a la ecuación de caída de voltaje, aquellos puntos donde hay inyección de energía proveniente de la GD poseen las mayores tensiones, mientras que a medida que se está más cerca de la subestación los voltajes son menores, tal como se aprecia en la figura 4.35. Por otra parte, si bien se observa una mayor congestión en las líneas principales de la red en la figura 4.36, existe una diferencia en cuanto al porcentaje

de ocupación de los conductores respecto del caso sin control; en este último, estas líneas que se encuentran aguas arriba del almacenamiento representado con una estrella, aparecen de un color rojo más encendido, lo cual demuestra la acción descongestionante de la batería para este nivel de adopción.

Respecto a la exactitud del modelo, se obtienen valores aceptables para el voltaje, potencia activa y reactiva (ver tabla 4.13 y 4.14). Además, se aprecia que los errores 1 y 2 son similares para baterías de igual potencia de carga/descarga, siendo la de 4 [MW] (40%) la que alcanza el mayor error de la corriente, aunque éste no llega a presentar problemas en la restricción cónica. De todas formas, se observa que las baterías de 4 y 6 [MW] (40% y 60%) incrementan su error, lo que se puede explicar porque el aumento de la potencia de la batería amplía el rango de algunas matrices que utiliza el optimizador para resolver el problema, lo que desde la misma documentación ¹⁰ se indica como una fuente de problemas numéricos. En cuanto a los errores de la potencia reactiva, para la tabla 4.13 pueden parecer altos en comparación a las demás variables, mas tampoco impacta en la restricción cónica, tal como se corrobora en las figuras 4.37, 4.38 y 4.39, donde no se observan errores relevantes.

Tabla 4.13: RMSE 1 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 100% de la capacidad de los transformadores MT/BT, para las distintas baterías ubicadas en la posición 1.

-	RMSE 1 V	RMSE 1 I	RMSE 1 P	RMSE 1 Q
4h - 20 %	0,001	0,702	0,001	2,231
4h - 40 %	0,001	2,659	0,001	2,232
4h - 60 %	0,001	1,799	0,001	2,232
6h - 20 %	0,001	0,702	0,001	2,231
6h - 40 %	0,001	2,660	0,001	2,232
6h - 60 %	0,001	1,799	0,001	2,233
8h - 20 %	0,001	0,703	0,001	2,232
8h - 40 %	0,001	2,660	0,001	2,233
8h - 60 %	0,001	1,799	0,001	2,234

Tabla 4.14: RMSE 2 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 100% de la capacidad de los transformadores MT/BT, para las distintas baterías ubicadas en la posición 1.

-	RMSE 2 V	RMSE 2 I	RMSE 2 P	RMSE 2 Q
4h - 20 %	0,000	0,028	0,011	0,085
4h - 40 %	0,000	0,059	0,011	0,085
4h - 60 %	0,000	0,030	0,012	0,085
6h - 20 %	0,000	0,028	0,011	0,085
6h - 40 %	0,000	0,059	0,011	0,085
6h - 60 %	0,000	0,031	0,012	0,085
8h - 20 %	0,000	0,029	0,010	0,085
8h - 40 %	0,000	0,059	0,011	0,085
8h - 60 %	0,000	0,033	0,012	0,085

¹⁰https://www.gurobi.com/documentation/9.0/refman/num_does_my_model_have_num.html

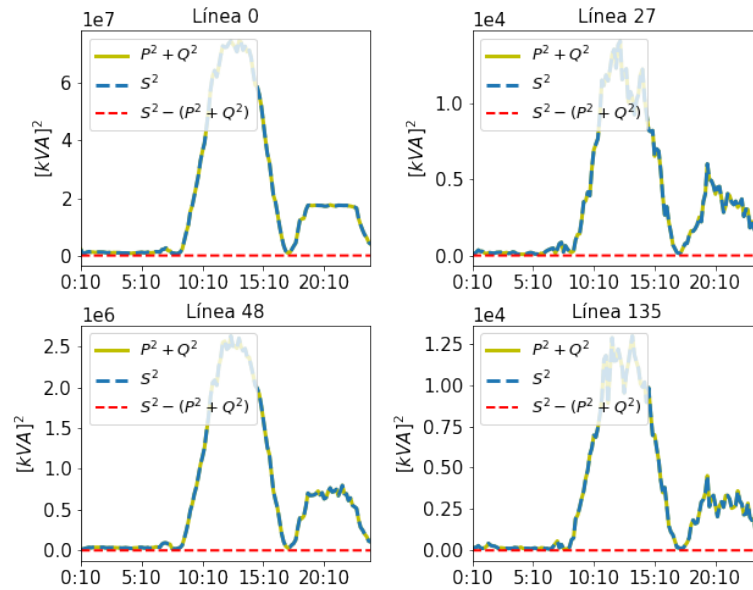


Figura 4.37: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 4$ y $\% \alpha = 20 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100 % de GD.

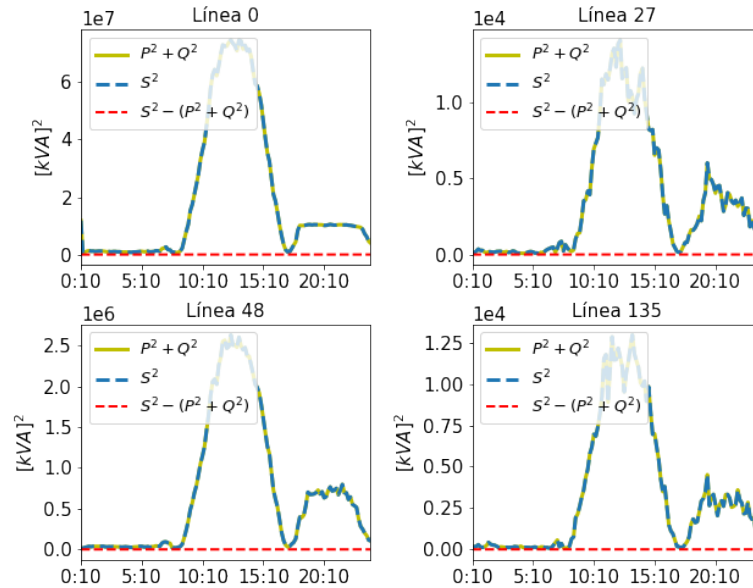


Figura 4.38: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 6$ y $\% \alpha = 40 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100 % de GD.

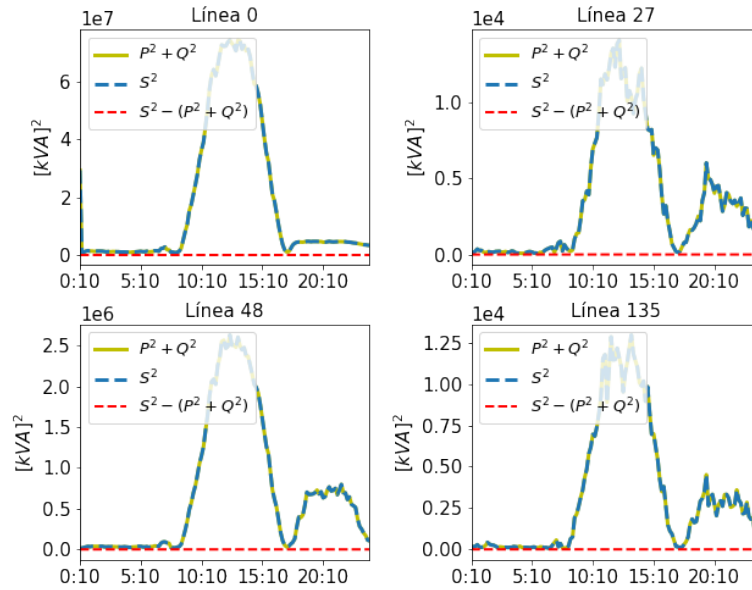


Figura 4.39: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 8$ y $\% \alpha = 60 \%$, ubicada en la posición 1 y para 100% de GD.

Por último, para la batería ubicada en la posición 2, los errores originados también son aceptables (ver tabla 4.15) y no afectan en el cumplimiento de la restricción cónica en igualdad 4.40.

Tabla 4.15: RMSE 1 y 2 obtenidos para una generación distribuida equivalente al 110% de la capacidad de los transformadores MT/BT, para la batería ubicada en la posición 2.

	Voltaje	Corriente	Potencia Activa	Potencia Reactiva
RMSE 1	0,001	1,105	0,001	2,240
RMSE 2	0,000	0,031	0,013	0,085

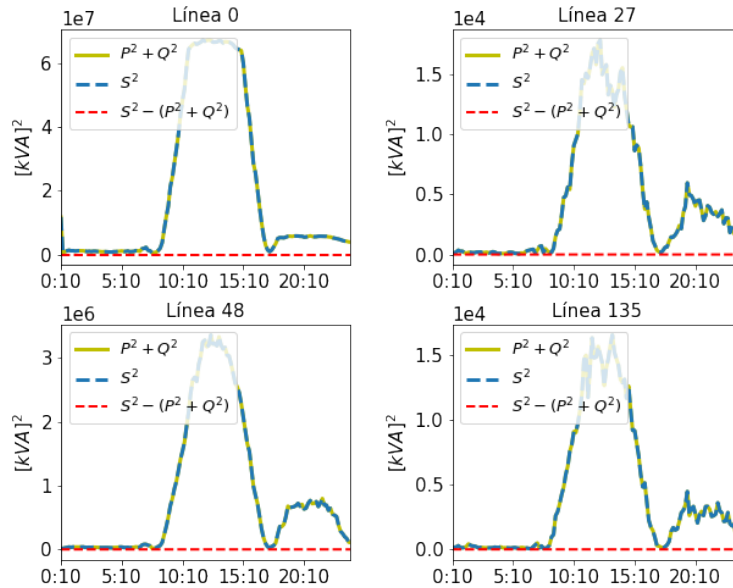


Figura 4.40: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 27, 48 y 135, para batería dimensionada con $h = 6$ y $\% \alpha = 40 \%$, ubicada en la posición 2 y para 110 % de GD.

4.2.1.3. *Hosting capacity* con control de inversor y batería

Considerando todos los elementos de control vistos, se calcula el *hosting capacity* de la red. Para ello, se utilizan los siguientes parámetros:

- La batería posee una capacidad de 24 [MWh] y 4 [MW] de potencia de carga/descarga. La ubicación es la indicada en la figura 4.30 (posición 2 estudiada en la sección 4.2.1.2).
- Para el modelamiento del inversor, se mantiene la restricción de que la potencia de salida debe ser mayor o igual a un 70 % de la potencia disponible.

El *hosting capacity* en este escenario asciende a una GD de capacidad equivalente al 160 % del tamaño de los transformadores MT/BT, siendo la mayor adopción dentro de todos los casos revisados y que demuestra que la apropiada coordinación de dichos elementos permite una mayor generación residencial que respeta las limitaciones operacionales (recordar que el HC sin elementos de control es una GD de capacidad equivalente al 90 % del tamaño de los transformadores MT/BT). Los valores relevantes para dicho nivel de adopción se presentan en la tabla 4.16.

Tabla 4.16: Resultados para *hosting capacity* mejorado, realizado con control simultáneo de inversor y batería.

Energía solar diaria entregada [MWh]	Energía Vertida [MWh]	Pérdidas de energía [MWh]
128,086	21,202	2,147

En cuanto a la energía de la GD, hasta un 110 % de la capacidad de los transformadores MT/BT la energía marginal es constante e igual a 9,3 [MWh] (en otras palabras, la energía

que se gana al aumentar de un tamaño a otro la capacidad de los paneles solares). Posterior a este nivel, comienza a descender notoriamente; simultáneamente, los vertimientos comienza a aumentar rápidamente, llegando a 21 [MWh] para el nivel de adopción alcanzado (ver figura 4.41). Esto es coherente con lo observado en la figura 4.42, donde a partir del nivel 120 % la disminución de las pérdidas respecto del caso sin control comienza a acrecentarse, coincidiendo con el incremento de los vertimientos. En otras palabras, las pérdidas disminuyen debido a la acción de los inversores que están vertiendo energía y, por ende, reducen los flujos por las líneas en contraste con el caso sin control.

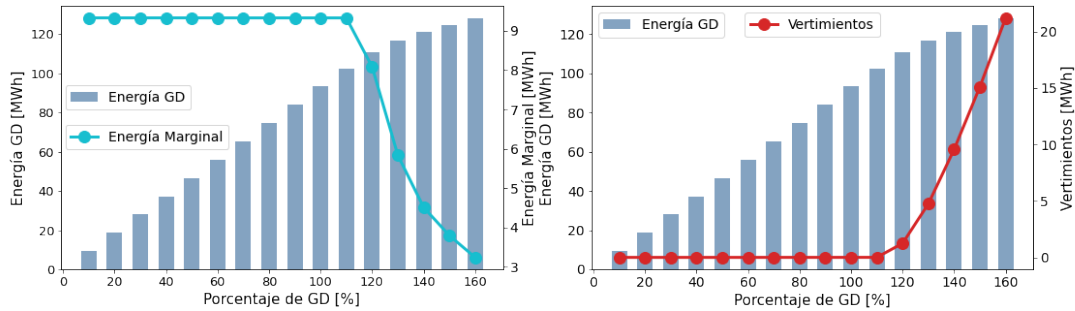


Figura 4.41: Comparación entre la energía total entregada por la GD, energía marginal que significa aumentar el tamaño de la GD (gráfico izquierdo) y los vertimientos resultantes del escenario con todos los elementos de control estudiados (gráfico derecho).

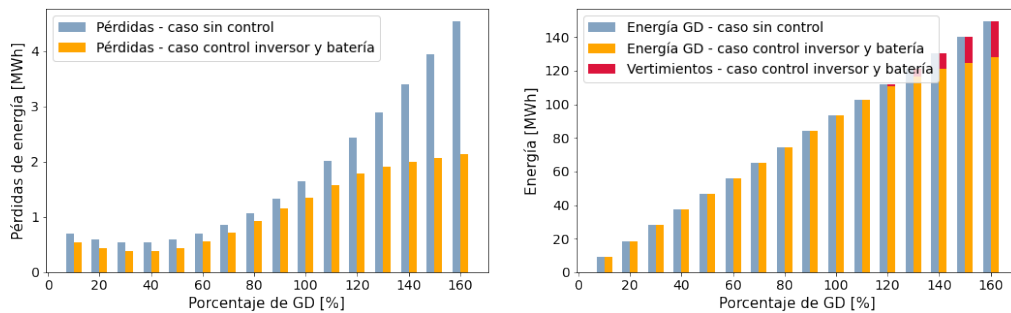


Figura 4.42: Comportamiento de las pérdidas para casos con y sin control de inversores y batería (gráfico izquierdo), versus la energía entregada por la GD y los vertimientos resultantes (gráfico derecho).

Revisando en detalle las salidas de los inversores para el HC alcanzado en la figura 4.43, en el gráfico de la izquierda se logra percibir la presencia de vertimientos ya que las curvas de potencia activa no poseen la forma del perfil solar. Por otra parte, en el gráfico de la derecha, las curvas de potencia reactiva indica que se está inyectando a la red. Realizando el mismo ejercicio de la sección 4.2.1.1, al comparar lo que sucede en la barra donde se instala la GD N^o27 (2,47 [km] de la subestación) y la GD N^o49 (0,202 [km] de la subestación), se obtiene que para la primera hay una subida de voltaje visible (ver figura 4.44), mientras que para la segunda es casi imperceptible (ver figura 4.45). El efecto de estos aumentos en los voltajes se aprecia en las pérdidas, las que para el caso sin control de reactivos son 2,17 [MWh] y con dicho control 2,15 [MWh]. Más allá de este escenario en particular, en lo general el aumento o

caída de voltaje no solo influye la cantidad de reactivos inyectados o absorbidos, sino también los consumos en dichos puntos, la impedancia y el resto de los flujos en la red.

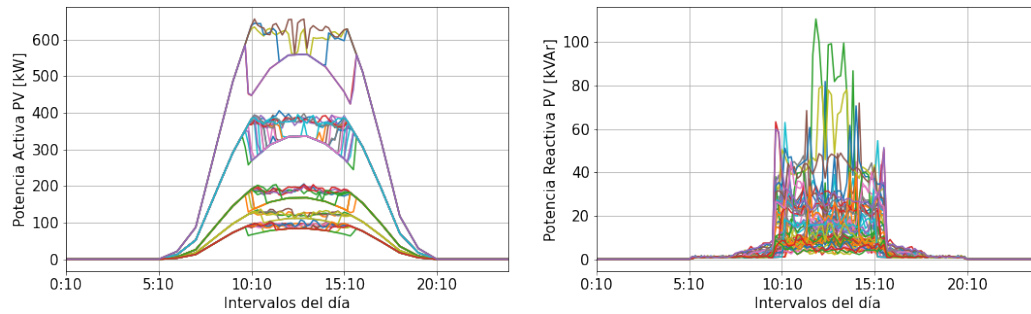


Figura 4.43: Curvas de salida del inversor para una generación distribuida del 160 % del tamaño de los transformadores MT/BT, con control de inversores y batería.

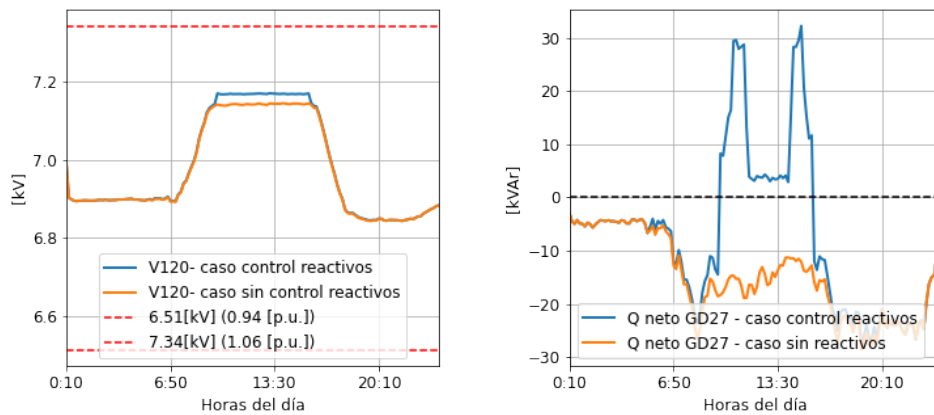


Figura 4.44: Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°27.

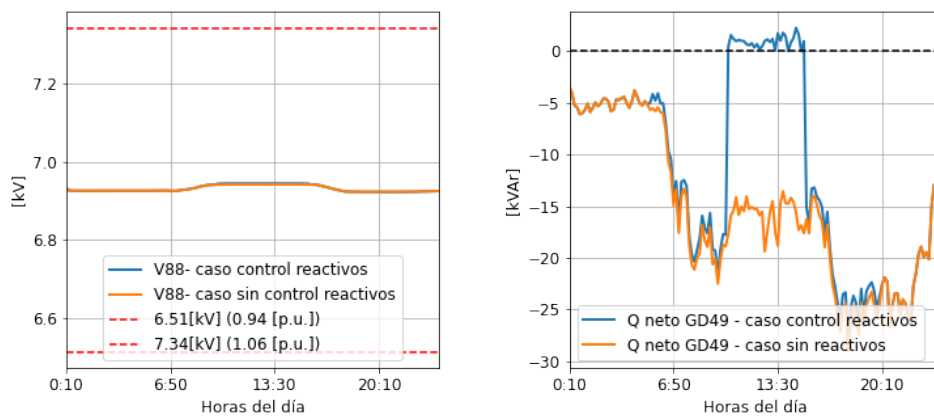


Figura 4.45: Comparación de voltajes para casos con y sin control de reactivos e igual salida de potencia activa para GD N°49.

Identificando los puntos de consumo con su nivel de vertimiento en la figura 4.46, si bien hay puntos alejados que tienen vertimientos pequeños, también los hay sobre el 10% de su capacidad, mientras que todos aquellos ubicados a menos de 1,5 [km] se encuentran entre 0% y 4%. Entonces, nuevamente se repite la tendencia de verse favorecidos los consumos que están más cerca de la subestación por sobre los más alejados.

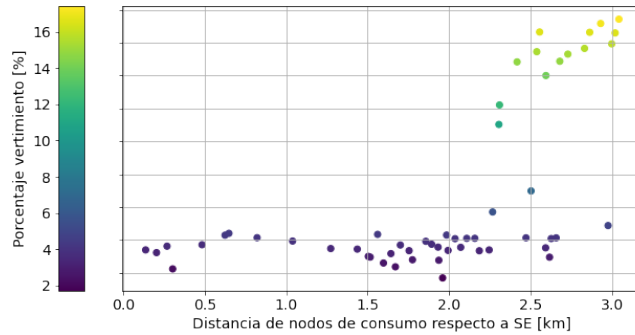


Figura 4.46: Distancia a la que se encuentra cada consumo de la S/E y el porcentaje de energía vertida respecto del tamaño de la generación instalada en dicho nodo, para HC alcanzado por control de inversores y batería.

El comportamiento de la batería es semejante a lo visto en la sección 4.2.1.2, donde en las primeras horas del día se descarga para poder cargarse durante las horas de sol y después de esto se descarga llegando a su mínimo. Es importante notar que, dado el nivel de inyección de la generación, su estado de carga esta vez alcanza el 90% en las últimas horas de sol. Si bien, en primera instancia se podría pensar que aún puede almacenar más energía, se debe recordar que el sistema está limitado por las corrientes de las líneas y potencias de los transformadores MT/BT, por lo que la decisión se está tomando para no violar estas restricciones. Dicho de otra manera, llevar a la batería a su máxima capacidad implicaría aumentar flujos hacia dicho equipo que sobrepasaría los límites establecidos.

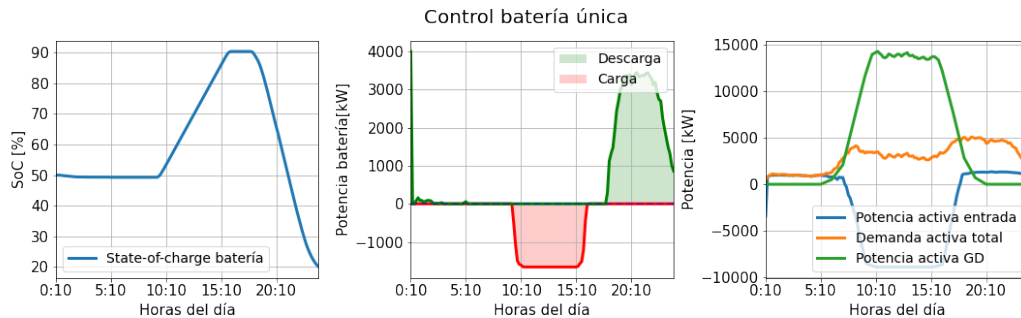


Figura 4.47: Comportamiento de la batería, para HC alcanzado por la acción de control de inversores y batería..

Analizando los voltajes, acorde a lo esperado, se observa en la figura 4.48 que, hacia el final de la red y precisamente donde se encuentra una mayor concentración de generación residencial, hay mayores tensiones, las que van disminuyendo mientras más cerca estén los nodos de la subestación. Esto nuevamente corrobora la exportación de energía aguas arriba del sistema, dada la dirección de la caída de voltaje. Además, nuevamente se visualiza en

la figura 4.49 que las líneas que llevan a la subestación poseen un porcentaje de ocupación mayor, aunque el almacenamiento empleado, representado con una estrella, permite reducir este porcentaje: desde el máximo que es 132,36 %, se disminuye a un 100,00 %.

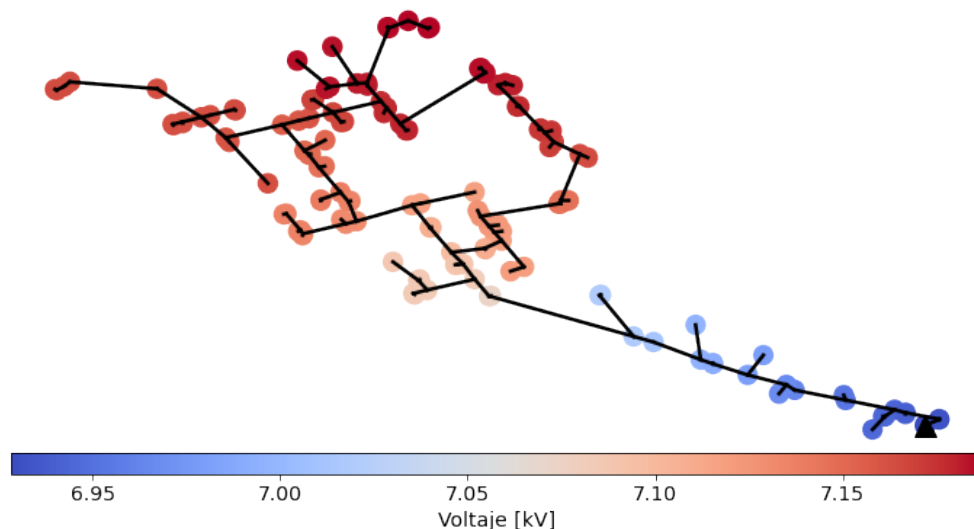


Figura 4.48: Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería e inversores y sin control, para el momento de mayor inyección.

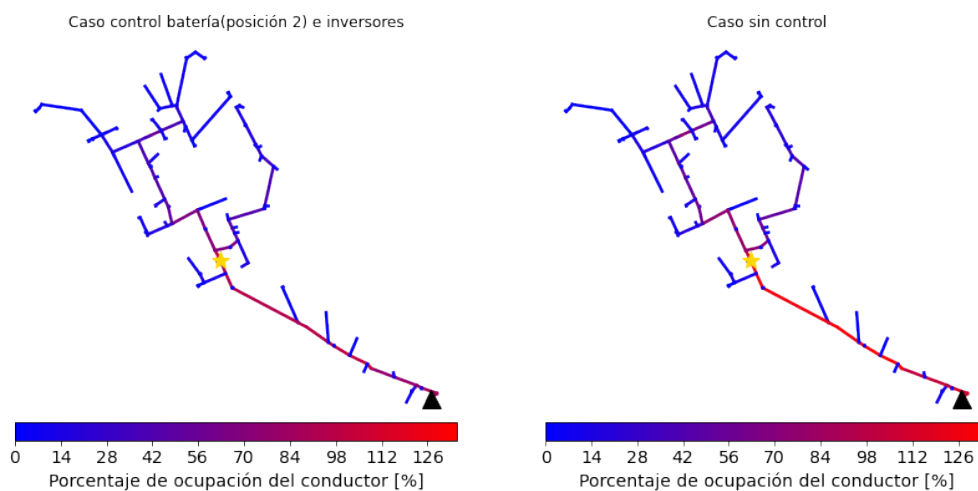


Figura 4.49: Mapa de calor del porcentaje de ocupación de los conductores, para caso con control de batería e inversores y sin control, para el momento de mayor inyección.

Sobre la exactitud del modelo, se reportan errores pequeños en la tabla 4.17 para todas las variables, lo que se corrobora con lo representado en la figura 4.50, donde la diferencia entre S^2 y $P^2 + Q^2$ es lo suficientemente cercana a 0.

Finalmente, contrastando todos los casos, en particular el porcentaje de GD en cuanto al tamaño de los transformadores MT/BT y la energía total aportada (ver figura 4.51), se

Tabla 4.17: Errores obtenidos para una generación distribuida equivalente al 160% de la capacidad de los transformadores MT/BT, con todos los elementos de control.

	Voltaje	Corriente	Potencia Activa	Potencia Reactiva
RMSE 1	0,001	1,520	0,000	4,845
RMSE 2	0,000	0,035	0,008	0,087

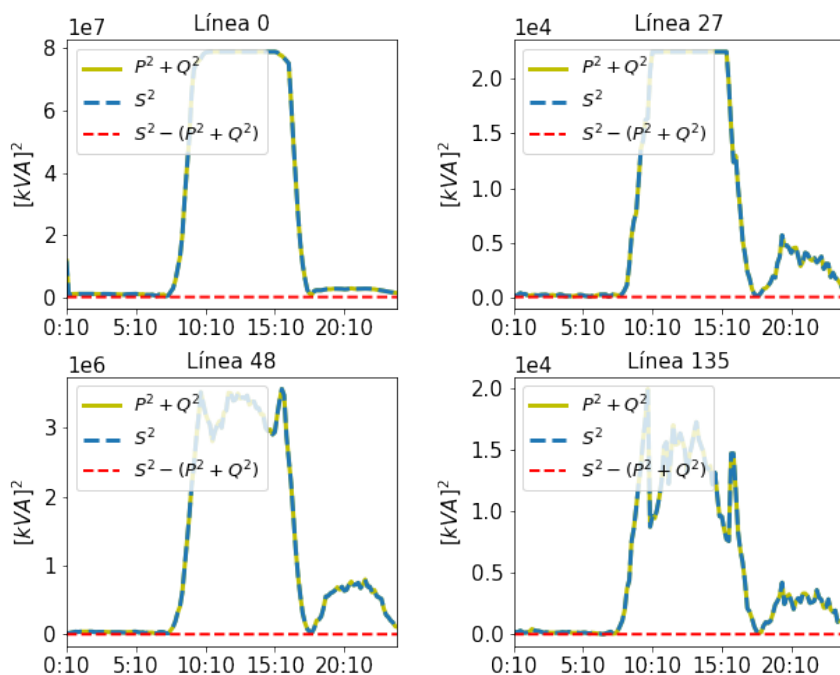


Figura 4.50: Comportamiento de la restricción cónica en líneas 0, 22, 48 y 135, para HC alcanzado con control de inversores y batería.

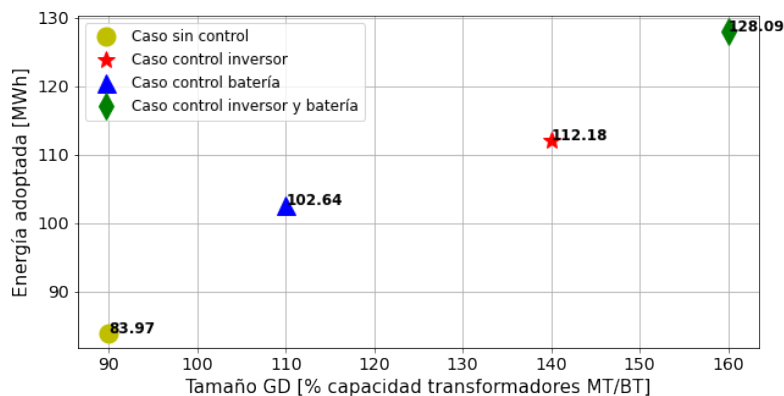


Figura 4.51: Comparación de todos los tamaños de GD determinados como HC y su energía aportada (señalada en el gráfico), para cada caso sin control y todos los controles revisados por separado y en conjunto.

observa que cada control por separado mejora el HC inicial, siendo el control de inversores el que permite adoptar más energía por sí solo, a pesar de los vertimientos descritos en la sección 4.2.1.1. Esto es debido a que dicho elemento, a diferencia de la batería, varía la potencia neta en las barras de consumo; entonces, además de realizar vertimientos para no sobrepasar las ampacidades, también los hace para distribuir inteligentemente la energía vertida. Cuando se utiliza el almacenamiento y los inversores como elementos de control, se alcanza una adopción mayor a todos los casos estudiados, a pesar de que esta solución también contiene vertimientos producto de la acción de control de los inversores. Esto podría cambiar si se incluyera el dimensionamiento y la ubicación del almacenamiento dentro de la optimización, por lo que un mejor almacenamiento o un mayor número de ellos podría ayudar a disminuir los vertimientos de los inversores, adoptándose aún más energía.

En términos de pérdidas de energía, en la figura 4.52 se aprecia que el caso sin control es el que posee más pérdidas y el caso de batería sola y en conjunto con inversores consiguen las menores pérdidas, lo que revela que el almacenamiento permite gestionar de mejor manera los flujos en la red.

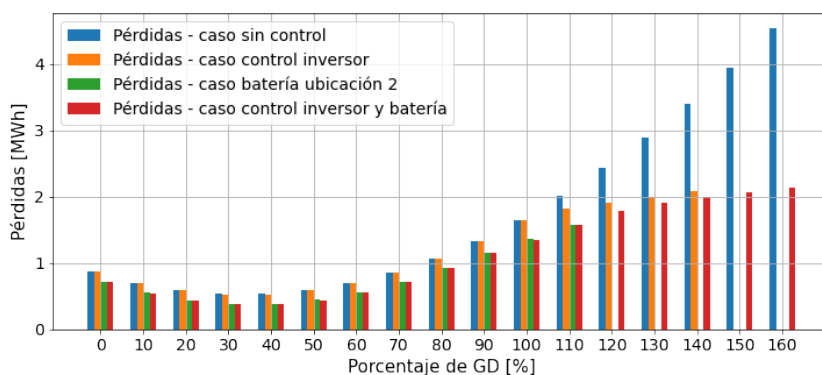


Figura 4.52: Pérdidas de energía para cada control actuando por separado y en conjunto, de 0% hasta su HC alcanzado, en contraste con el escenario sin ningún elemento de control.

Capítulo 5

Conclusiones

5.1. Conclusiones del trabajo de título

Por medio del presente trabajo, se desarrolló un modelo que permitió simular un flujo de potencia óptimo, incorporando generación distribuida de tipo solar y elementos activos de la red, para maximizar el nivel de adopción y minimizar los posibles impactos técnicos.

Se analizaron 2 casos de estudio: el primero consistió en una red pequeña de 5 barras, en el que se exploraron 4 objetivos (sólo minimización de pérdidas, minimización multiobjetivo de pérdidas y vertimientos con pesos, minimización de pérdidas sujeto a restricción mínima de potencia activa desde el inversor y, minimización multiobjetivo de pérdidas y potencia de entrada al sistema) para revisar cuál se adecuaba mejor a los propósitos del trabajo. En este sentido, la función de minimización de pérdidas y vertimientos en conjunto con la minimización de pérdidas y potencia de entrada alcanzaban las mayores potencias máximas desde el inversor, valor que se encontraba en torno a 18 [MVA]. Sin embargo, la optimización que considera los vertimientos de la generación distribuida es dependiente de los pesos incorporados, afectando la exactitud del modelo y la factibilidad de la solución. Mientras se pondere en mayor medida una función de la corriente, como lo son las pérdidas, el modelo será exacto y la solución factible, lo que matemáticamente implica que la solución estará en la superficie del cono característico de la formulación SOCP. Como el objetivo de minimización de pérdidas y potencia de entrada al sistema son 2 funciones de la corriente, no presenta problemas en la exactitud del modelo y factibilidad de las soluciones; por este motivo, es seleccionado para obtener los resultados que le siguen.

El segundo escenario se basa en una red de la zona de Valparaíso. En un inicio, se observa que el *hosting capacity* de la red se encuentra limitado por las corrientes en ciertos tramos. La aplicación del control del inversor aumenta la adopción de GD, aunque se provocan vertimientos importantes (18 [MWh], lo que equivale al 14 % de la energía disponible): de una capacidad equivalente al 140 % del tamaño de los transformadores, la energía aportada no representa dicho tamaño. Luego, la primera ubicación de la batería sólo permite llegar al 100 %, a pesar de probarse con distintas dimensiones. Esto demuestra que una batería de gran capacidad de almacenamiento no solucionará todos los problemas, ya que también influye la ubicación de ésta respecto de dónde se generan las sobrecorrientes; en este caso, aguas

abajo del almacenamiento existían elevadas corrientes de las cuales no puede hacerse cargo. Entonces, tomando la batería de dimensión intermedia (en el caso de estudio, 24 [MWh] de capacidad y 4 [MW] de potencia) y localizándola inmediatamente aguas abajo de las líneas con problemas, se puede adoptar toda la energía de la GD sin violar límites operacionales y llegando a un nivel de adopción del 110 %. Al combinar la batería y controlar los inversores, es posible alcanzar la mayor adopción que corresponder al 160 % de la capacidad de los transformadores MT/BT, aunque este resultado no se encuentra exento de vertimientos (21 [MWh], lo que equivale al 14 % de la energía disponible), siendo los nodos más perjudicados aquellos que están más distantes de la subestación. A pesar de lo anterior, este caso es el que más energía aporta a la red y minimiza en mayor medida las pérdidas.

Respecto a la exactitud del modelo, se obtienen errores despreciables en todos los casos, lo que permite que la restricción cónica tenga un buen comportamiento y así, sus soluciones están en el cono descrito por las ecuaciones y son factibles. En este sentido, el modelo SOCP implementado y la función objetivo escogida que minimiza las pérdidas y la potencia de entrada al sistema actúan correctamente, dado que se minimizan expresiones de la corriente y no existen variables que puedan dificultar la resolución del problema, como podría hacerlo la introducción de variables enteras.

5.2. Trabajo a futuro

Para trabajo a futuro, se presentan las siguientes propuestas:

- El objetivo de este trabajo apunta a la utilización de redes inteligentes para aumentar la generación distribuida, lo que se demuestra con los resultados revisados. Sin embargo, queda como trabajo futuro una evaluación económica en cuanto a los costos de la implementación de dichos elementos y su operación.
- Si bien el uso de elementos activos demuestra efectos positivos en las redes MT vistas y permiten maximizar la adopción de generación distribuida, debe agregarse el modelamiento de las líneas de baja tensión para analizar el panorama completo y los problemas que se ocasionan en dicho segmento. Esto implica agregar cada una de las fases y el neutro en la simulación, pudiendo apreciarse los desbalances e incluirse las impedancias de las fases hasta los clientes finales.
- En este trabajo se prueba con distintos dimensionamientos de la batería, los que fueron creados y localizados de forma estimativa. Entonces, se propone incluir este proceso y la localización del almacenamiento dentro de la formulación matemática del problema. Además, se le puede dar un sentido económico, ya que que ésta ubicación será más eficiente, y en cuanto a la capacidad, ésta no será subdimensionada ni sobredimensionada, sino será la óptima para el funcional que se escoja para el problema.
- Dado que existe una relación entre el vertimiento y la distancia de dicho punto al que se encuentra de la subestación, donde se ven desfavorecidos los que están más lejos, se propone el desarrollo y utilización de algoritmos “más justos”, es decir, en donde los clientes que se encuentren más alejados de la subestación no tengan mayores vertimientos que los que estén más cerca, teniendo así energía vertida distribuida de manera “equitativa” entre todos los puntos de inyección de GD.
- El segundo caso de estudio muestra cómo las acciones de control del almacenamiento

e inversores resuelven los problemas de corriente y de potencia, dada la estructura y restricciones de la red, pero no se visualizan problemas de voltaje; se propone este escenario para analizar cómo se comportan los elementos de control vistos frente a sobretensiones.

- Durante el desarrollo de este trabajo, se estudian los inversores y el almacenamiento de energía como elementos de control. Entonces, se propone incorporar otros elementos activos para analizar cómo pueden ayudar a resolver los problemas que se susciten en la red y que maximicen la generación residencial, como podría ser un transformador con cambiador de derivación bajo carga y bancos de capacitores.

Bibliografía

- [1] “Global co2 emissions in 2019,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/articles/global-co2-emissions-in-2019>[Accedido: 26-04-2019].
- [2] “Global energy review: Co2 emissions in 2020,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020> [Accedido: 06-03-2021].
- [3] “World energy outlook 2020,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020> [Accedido: 06-03-2021].
- [4] “Global energy demand rose by 2.3% in 2018, its fastest pace in the last decade,” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/news/global-energy-demand-rose-by-23-in-2018-its-fastest-pace-in-the-last-decade>[Accedido: 26-04-2019].
- [5] “Global energy review 2019,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.iea.org/reports/global-energy-review-2019> [Accedido: 06-03-2021].
- [6] E. Velasco Ramírez, C. Ángeles Camacho, and M. García Martínez, “Redes de transmisión inteligente: Beneficios y riesgos,” *Ingeniería, investigación y tecnología*, vol. 14, pp. 81 – 88, 03 2013. [En línea]. Disponible en: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-77432013000100008 [Accedido: 17-10-2019].
- [7] V. A. Gómez, C. Hernández, and E. Rivas, “Visión general, características y funcionalidades de la red eléctrica inteligente (smart grid),” *Información Tecnológica*, vol. 29, no. 2, pp. 89–102, 2018. [En línea]. Disponible en: <https://scielo.conicyt.cl/pdf/infotec/v29n2/0718-0764-infotec-29-02-00089.pdf>[Accedido: 17-10-2019].
- [8] M. L. Santillán, “¿qué son las redes inteligentes?.” Universidad Nacional Autónoma de México, 2017 [En línea]. Disponible en: <http://ciencia.unam.mx/leer/680/-que-son-las-redes-electricas-inteligentes->[Accedido: 17-10-2019].
- [9] J. E. Contreras-Ocaña, U. Siddiqi, and B. Zhang, “Non-wire alternatives to capacity expansion,” in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, Aug 2018.
- [10] J. E. Contreras-Ocaña, Y. Chen, U. Siddiqi, and B. Zhang, “Non-wire alternatives:

an additional value stream for distributed energy resources,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, pp. 1–1, 2019.

- [11] P.Grösche and C.Schröder, “On the redistributive effects of germany’s feed-in tariff,” *Economics Working Paper*, vol. 2011, no. 7, 2011. [En línea]. Disponible en: <https://www.econstor.eu/bitstream/10419/49291/1/66579133X.pdf> [Accedido: 03-04-2021].
- [12] K. D.Hedqvist and C. Reifeldt, “Feed-in tariffs and subsidies for solar pv - european outlook and swedish potencial,” KTH School of Industrial Engineering and Management Energy Technology, 2015. [En línea]. Disponible en: <http://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:840755/FULLTEXT02.pdf> [Accedido: 03-04-2021].
- [13] B. Bayer, P. Matschoss, H. Thomas, and A. Marian, “The german experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids,” *Renewable Energy*, vol. 119, pp. 129 – 141, 2018.
- [14] M.Fulton and R.Capalino, “The german feed-in-tariff: Recent policy changes,” Deutsche Bank Group and DB Climate Change Advisors, 2012. [En línea]. Disponible en: https://www.db.com/cr/en/docs/German_FIT_Update_2012.pdf [Accedido: 03-04-2021].
- [15] S. de Electricidad y Combustibles, “Generación distribuida para autoconsumo.” [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/generacion-ciudadana-te4/> [Accedido: 26-04-2020].
- [16] R. Valencia, “La apuesta de la generación distribuida,” [En línea]. Disponible en: <http://www.revistaei.cl/reportajes/la-apuesta-la-generacion-distribuida/#> [Accedido: 19-10-2019].
- [17] “Informe sec,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/informe-sec/#1560437513313-91f03e42-dbd5>[Accedido: 05-04-2021].
- [18] “Informe sec febrero 2021,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2021/03/Informe-SEC-Febrerov-2021.pdf>[Accedido: 05-04-2021].
- [19] “Memoria anual 2019,” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.electricas.cl/memorias/memoria-anual-2019/>[Accedido: 04-04-2021].
- [20] “Instalaciones,” 2019. [En línea]. Disponible en: <https://fenacopel.cl/instalaciones/>[Accedido: 04-04-2021].
- [21] “Australian pv market since april 2001,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://pv-map.apvi.org.au/analyses>[Accedido: 05-04-2021].
- [22] L.Ochoa and W.Nacmanson, *Advanced Planning of PV-Rich Distribution Networks – Deliverable 6: Consolidation of Findings (Final Report)*. Australian Renewable Energy Agency, 2021. [En línea]. Disponible en: <https://arena.gov.au/assets/2021/03/advanced-planning-of-pv-rich->

- distribution-network-deliverable-6.pdf[Accedido: 05-04-2021].
- [23] “Capacidad instalada.” [En línea]. Disponible en: <http://energiaabierta.cl/visualizaciones/capacidad-instalada/>[Accedido:16-05-2020].
- [24] “Sobre el ministerio.” [En línea]. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/sobre-el-ministerio>[Accedido:19-05-2020] [Accedido:28-04-2020].
- [25] “Quiénes somos.” [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/quienes-somos/>[Accedido:19-05-2020].
- [26] “Acerca de sec.” [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/area-sec/acerca-de-sec/>[Accedido:19-05-2020].
- [27] “Nosotros.” [En línea]. Disponible en: <https://www.coordinador.cl/nosotros/>[Accedido:19-05-2020].
- [28] Comisión Nacional de Energía, *Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución*, 2019. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2019/12/Norma-T%C3%A9cnica-de-Calidad-de-Servicio-para-Sistemas-de-Distribuci%C3%B3n.pdf>[Accedido: 17-10-2019].
- [29] “Tarificación.” [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/tarificacion/electrica/>[Accedido:19-05-2020].
- [30] “Ministerio de energía en conjunto con la comisión nacional de energía, realizaron una presentación para informar a la industria sobre los elementos centrales del proyecto de ley de portabilidad eléctrica,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://energia.gob.cl/noticias/nacional/ministerio-de-energia-en-conjunto-con-la-comision-nacional-de-energia-realizaron-una-presentacion-para-informar-la-industria-sobre-los-elementos-centrales-del-proyecto-de-ley-de-portabilidad-electrica>[Accedido: 05-04-2021].
- [31] “Establece el derecho a la portabilidad eléctrica,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://www.camara.cl/legislacion/ProyectosDeLey/tramitacion.aspx?prmID=14341&prmBOLETIN=13782-08>[Accedido: 05-04-2021].
- [32] “Pequeños medios de generación distribuida.” [En línea]. Disponible en: <https://www.sec.cl/pequenos-medios-de-generacion/>[Accedido:12-11-2020].
- [33] “Estadísticas.” [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/estadisticas/electricidad/>[Accedido:12-11-2020].
- [34] C. N. de Energía, “Generación distribuida - instalaciones inscritas.” Disponible en: <http://datos.energiaabierta.cl/dataviews/235587/GENER-DISTR-INSTA-DECLA/> [Accedido: 23-04-2020].
- [35] “Modificación a la ley de generación distribuida fue presentada en viña del mar.” [En línea]. Disponible en: <https://www.energia.gob.cl/noticias/valparaiso/>

modificacion-la-ley-de-generacion-distribuida-fue-presentada-en-vina-del-mar[Accedido:22-05-2020].

- [36] Ministerio de Energía, *Reglamento Netbilling*. [En línea]. Disponible en: https://energia.gob.cl/sites/default/files/publicacion_decreto_57_de_2019_0.pdf[Accedido:12-11-2020].
- [37] “Proceso de conexión ley 21.118.” [En línea]. Disponible en: https://www.sec.cl/sitio-web/wp-content/uploads/2019/09/Proceso_Ley21118-2018.jpg[Accedido:22-05-2020].
- [38] W. Brokering, R. Palma, and L. Vargas, *Ñom Lufke (El Rayo Domado) o Los Sistemas Eléctrico de Potencia*. Santiago, Chile: Prentice Hall - Pearson Educación, 1 ed., 2008.
- [39] W.H.Kersting, *Distribution System Modeling and Analysis*, ch. 3. EEUU: CRS PRESS, 1 ed., 2002.
- [40] S. Paudyal, C. A. Canizares, and K. Bhattacharya, “Optimal operation of distribution feeders in smart grids,” *IEEE Transactions on Industrial Electronics*, vol. 58, no. 10, pp. 4495–4503, 2011.
- [41] R. Ranjan Jha and A. Dubey, “Exact distribution optimal power flow (d-opf) model using convex iteration technique,” in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, Aug 2019.
- [42] L. Gan and S. H. Low, “Convex relaxations and linear approximation for optimal power flow in multiphase radial networks,” in *2014 Power Systems Computation Conference*, pp. 1–9, Aug 2014.
- [43] F. M.Usman; A.Cervi, M.Coppo and R.Turri, “Convexified opf in multiphase low voltage radial distribution networks including neutral conductor,” in *2019 IEEE PES General Meeting*, Aug 2019.
- [44] S. Sharma and H. La Poutré, “Distributed cost minimization power flow in distribution systems with dgs,” in *2019 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2019.
- [45] R. A. Jabr, “Radial distribution load flow using conic programming,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 3, pp. 1458–1459, 2006.
- [46] X. Bai, H. Wei, K. Fujisawa, and Y. Wang, “Semidefinite programming for optimal power flow problems,” *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 30, no. 6, pp. 383–392, 2008.
- [47] J.Amaya, “Optimización para estudiantes de ingeniería,” 2003. [En línea]. Disponible en: http://www.dim.uchile.cl/~operedo/ma37a/2006-01/apuntes/optimiza_amaya.pdf [Accedido: 03-04-2019].
- [48] M. S. Lobo, L. Vandenberghe, S. Boyd, and H. Lebret, “Applications of second-order

- cone programming,” *Linear Algebra and its Applications*, vol. 284, no. 1, pp. 193 – 228, 1998. International Linear Algebra Society (ILAS) Symposium on Fast Algorithms for Control, Signals and Image Processing [En línea]. Disponible en: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0024379598100320> [Accedido: 10-10-2019].
- [49] S. Boyd and L. Vandenberghe, *Convex Optimization*, p. 156. Cambridge University Press, 2009. [En línea]. Disponible en: https://web.stanford.edu/~boyd/cvxbook/bv_cvxbook.pdf [Accedido: 11-10-2019].
- [50] A. Dubey, “Network-level optimization for unbalanced power distribution systems,” 2019.
- [51] S. H. Low, “Convex relaxation of optimal power flow—part ii: Exactness,” *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, vol. 1, no. 2, pp. 177–189, 2014.
- [52] R. M. Freund, “Introduction to semidefinite programming (sdp),” 2004. [En línea]. Disponible en: https://ocw.mit.edu/courses/sloan-school-of-management/15-094j-systems-optimization-models-and-computation-sma-5223-spring-2004/lecture-notes/sdp094_digest.pdf [Accedido: 10-10-2019].
- [53] S. Burer and R. D. Monteiro, “A nonlinear programming algorithm for solving semidefinite programs via low-rank factorization,” *Mathematical Programming (series B)*, vol. 95, pp. 329–357, 2001.
- [54] A. Karlin, S. Alexandrova, and K. Jia, “Lecture 9: Randomized algorithms and probabilistic analysis.” [En línea]. Disponible en: <https://courses.cs.washington.edu/courses/cse525/13sp/scribe/lec8.pdf> [Accedido: 10-10-2019].
- [55] J. F. Franco, L. F. Ochoa, and R. Romero, “Ac opf for smart distribution networks: An efficient and robust quadratic approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 9, pp. 4613–4623, Sep. 2018.
- [56] Y. Liu, J. Li, L. Wu, and T. Ortmeier, “Chordal relaxation based acopf for unbalanced distribution systems with ders and voltage regulation devices,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 33, no. 1, pp. 970–984, 2018.
- [57] C. Josz and D. K. Molzahn, “Moment/sum-of-squares hierarchy for complex polynomial optimization,” 2016.
- [58] W. Wei, J. Wang, N. Li, and S. Mei, “Optimal power flow of radial networks and its variations: A sequential convex optimization approach,” *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 8, no. 6, pp. 2974–2987, 2017.
- [59] L. Gutierrez-Lagos, M. Z. Liu, and L. F. Ochoa, “Implementable three-phase opf formulations for mv-lv distribution networks: Milp and miqcp,” in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6, Sep. 2019.

- [60] L. Korunovic, K. Yamashita, S. Djokic and F. Vilella, J. Milanovic, A. Gaikwad, and S. Villanueva, “Overview of existing load models and their applications,” Agosto 2012.
- [61] A. Pérez, “Modelling aggregate loads in power systems,” Master’s thesis, KTH Royal Institute of Technology, 2017.
- [62] “Tesla virtual power plant,” 2021. [En línea]. Disponible en: <https://arena.gov.au/projects/tesla-virtual-power-plant/> [Accedido: 13-04-2021].
- [63] “Sunrun 2019 impact report,” 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.sunrun.com/home-solar-blog/sunrun-2019-impact-report> [Accedido: 13-04-2021].
- [64] J. Zhao, “Optimal real-time scheduling of energy storage systems to accommodate pv generation in distribution networks,” in *2018 IEEE Innovative Smart Grid Technologies - Asia (ISGT Asia)*, pp. 1289–1293, 2018.
- [65] D. Pozo, J. Contreras, and E. E. Sauma, “Unit commitment with ideal and generic energy storage units,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 29, no. 6, pp. 2974–2984, 2014.
- [66] E. Rodríguez, “Aplicación de redes inteligentes para la coordinación de elementos activos en redes de distribución de media tensión,” Universidad de Chile, 2018. memoria para optar al título de ingeniero civil eléctrico.
- [67] S. M. Ismael, S. H. A. Aleem, A. Y. Abdelaziz, and A. F. Zobaa, “State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation,” *Renewable Energy*, vol. 130, pp. 1002 – 1020, 2019.
- [68] N. C. Tang and G. W. Chang, “A stochastic approach for determining pv hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints,” in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 1–5, May 2018.
- [69] N. Soukaina, E. Hassane, E. M. Hassan, and L. Tijani, “Hosting capacity estimation of underground distribution feeder in urban areas,” in *2019 International Conference on Wireless Technologies, Embedded and Intelligent Systems (WITS)*, pp. 1–5, April 2019.
- [70] A. Ballanti and L. F. Ochoa, “On the integrated pv hosting capacity of mv and lv distribution networks,” in *2015 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America (ISGT LATAM)*, pp. 366–370, Oct 2015.
- [71] O. E. Mohammad Zain ul Abideen and L. Al-Fagih, “A review of the tools and methods for distribution networks’ hosting capacity calculation,” *Energies*, vol. 13, no. 13, p. 2758. Disponible en: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/11/3164> [Accedido: 15-10-2019].
- [72] F. AlAlamat, “Increasing the hosting capacity of radial distribution grids in jordan,” 2015. [Online]. Disponible en: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:833570/FULLTEXT01.pdf> [Accedido: 03-09-2020].

- [73] R. Seguin, J. Woyak, D. Costyk, J. Hambrick, and B. Mather, “High-penetration pv integration handbook for distribution engineers,” Enero 2016. [En línea]. Disponible en: <https://www.osti.gov/biblio/1235905> [Accedido: 02-09-2020].
- [74] Y. Yang and M. Bollen, “Power quality and reliability in distribution networks with increased levels of distributed generation,” Marzo 2008. [En línea]. Disponible en: http://space.hgo.se/wpcvi/wp-content/uploads/import/pdf/Kunskapsdatabas%20elnet/forskningsresultat/v_150_report%2008_39.pdf [Accedido: 10-09-2020].
- [75] I. A. Essackjee and R. T. F. Ah King, “Maximum rooftop photovoltaic hosting capacity with harmonics as limiting factor – case study for mauritius,” in *2019 International Conference on Advances in Big Data, Computing and Data Communication Systems (icABCD)*, pp. 1–6, 2019.
- [76] S. Sakar, M. E. Balci, S. H. Abdel Aleem, and A. F. Zobaa, “Increasing pv hosting capacity in distorted distribution systems using passive harmonic filtering,” *Electric Power Systems Research*, vol. 148, pp. 74 – 86, 2017.
- [77] B. Bletterie, S. Kadam, R. Bolgaryn, and A. Zegers, “Voltage control with pv inverters in low voltage networks—in depth analysis of different concepts and parameterization criteria,” *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 32, no. 1, pp. 177–185, 2017.
- [78] J. Deuse, M. B. M. S. Grenard, and F. Sollerkviststri, “Effective impact of der on distribution system protection,” *19th International Conference on Electricity Distribution*, Abril 2007. [En línea]. Disponible en: <https://www.diva-portal.org/smash/get/diva2:1012747/FULLTEXT01.pdf> [Accedido: 10-09-2020].
- [79] W. Sun, *Maximizing Renewable Hosting Capacity in Electricity Networks*. PhD thesis, The University of Edinburgh, 2015. [En línea]. Disponible en: <https://era.ed.ac.uk/handle/1842/10483> [Accedido: 10-09-2020].
- [80] Eenergy Networks Association, *Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks on or after 27 April 2019*, 2020. [En línea]. Disponible en: [https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_6_\(2020\).pdf](https://www.energynetworks.org/assets/images/Resource%20library/ENA_EREC_G99_Issue_1_Amendment_6_(2020).pdf) [Accedido: 03-04-2019].
- [81] K. Duwadi, A. Ingalalli, and T. M. Hansen, “Monte carlo analysis of high penetration residential solar voltage impacts using high performance computing,” in *2019 IEEE International Conference on Electro Information Technology (EIT)*, pp. 1–6, 2019.
- [82] M. Al-Saffar, S. Zhang, A. Nassif, and P. Musilek, “Assessment of photovoltaic hosting capacity of existing distribution circuits,” in *2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE)*, pp. 1–4, 2019.
- [83] M. S. S. Abad, J. Ma, D. Zhang, A. S. Ahmadyar, and H. Marzooghi, “Sensitivity of hosting capacity to data resolution and uncertainty modeling,” in *2018 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6, 2018.

- [84] M. Rossi, G. Viganò, D. Moneta, and D. Clerici, “Stochastic evaluation of distribution network hosting capacity: Evaluation of the benefits introduced by smart grid technology,” in *2017 AEIT International Annual Conference*, pp. 1–6, 2017.
- [85] S. Wang, C. Li, Z. Pan, and J. Wang, “Probabilistic method for distribution network electric vehicle hosting capacity assessment based on combined cumulants and gram-charlier expansion,” *Energy Procedia*, vol. 158, pp. 5067 – 5072, 2019. Innovative Solutions for Energy Transitions.
- [86] D. Q. Hung and Y. Mishra, “A multiobjective voltage unbalance factor for pv hosting capacity with probabilistic zip load models,” in *2018 IEEE Power Energy Society General Meeting (PESGM)*, pp. 1–5, 2018.
- [87] M. Rylander, J. Smith, and W. Sunderman, “Streamlined method for determining distribution system hosting capacity,” *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 52, no. 1, pp. 105–111, 2016.
- [88] A. F. W. Steyn and A. J. Rix, “Modelling the technical influence of randomly distributed solar pv uptake on electrical distribution networks,” in *2019 International Conference on Clean Electrical Power (ICCEP)*, pp. 690–698, 2019.
- [89] D. Chathurangi, U. Jayatunga, M. Rathnayake, A. Wickramasinghe, A. Agalgaonkar, and S. Perera, “Potential power quality impacts on lv distribution networks with high penetration levels of solar pv,” in *2018 18th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, pp. 1–6, 2018.
- [90] M. Z. ul Abideen, O. Ellabban, S. S. Refaat, H. Abu-Rub, and L. Al-Fagih, “A novel methodology to determine the maximum pv penetration in distribution networks,” in *2019 2nd International Conference on Smart Grid and Renewable Energy (SGRE)*, pp. 1–6, 2019.
- [91] M. H. Athari, Z. Wang, and S. H. Eylas, “Time-series analysis of photovoltaic distributed generation impacts on a local distributed network,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [92] M. Do, A. Bruyere, and B. Francois, “Sensitivity analysis of the cigre distribution network benchmark according to the large scale connection of renewable energy generators,” in *2017 IEEE Manchester PowerTech*, pp. 1–6, 2017.
- [93] W. Y. Atmaja, Sarjiya, M. P. Lesnanto, and E. Y. Pramono, “Hosting capacity improvement using reactive power control strategy of rooftop pv inverters,” in *2019 IEEE 7th International Conference on Smart Energy Grid Engineering (SEGE)*, pp. 213–217, Aug 2019.
- [94] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-Khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, and J. P. S. Catalão, “New multistage and stochastic mathematical model for maximizing res hosting capacity—part i: Problem formulation,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 304–319, 2017.

- [95] S. F. Santos, D. Z. Fitiwi, M. Shafie-khah, A. W. Bizuayehu, C. M. P. Cabrita, and J. P. S. Catalão, “New multi-stage and stochastic mathematical model for maximizing res hosting capacity—part ii: Numerical results,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 8, no. 1, pp. 320–330, 2017.
- [96] O. Rascon, B. Schachler, J. Bühler, M. Resch, and A. Sumper, “Increasing the hosting capacity of distribution grids by implementing residential pv storage systems and reactive power control,” pp. 1–5, 06 2016.
- [97] J. Seuss, M. J. Reno, R. J. Broderick, and S. Grijalva, “Improving distribution network pv hosting capacity via smart inverter reactive power support,” in *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, pp. 1–5, 2015.
- [98] N. Etherden and M. H. J. Bollen, “Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources,” in *2011 IEEE Trondheim Power-Tech*, pp. 1–7, 2011.
- [99] N. Etherden and M. Bollen, “The use of battery storage for increasing the hosting capacity of the grid for renewable electricity production,” 2014.
- [100] V. Poullos, E. Vrettos, F. Kienzle, E. Kaffe, H. Luternauer, and G. Andersson, “Optimal placement and sizing of battery storage to increase the pv hosting capacity of low voltage grids,” in *International ETG Congress 2015; Die Energiewende - Blueprints for the new energy age*, pp. 1–8, 2015.
- [101] N. Jayasekara, M. A. S. Masoum, and P. J. Wolfs, “Optimal operation of distributed energy storage systems to improve distribution network load and generation hosting capability,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 7, no. 1, pp. 250–261, 2016.
- [102] P. S. Foundation, “What is python? executive summary.” [En línea]. Disponible en: <https://www.python.org/doc/essays/blurb/> [Accedido: 04-04-2020].
- [103] “Gurobi optimizer.” [En línea]. Disponible en: <https://www.gurobi.com/products/gurobi-optimizer/> [Accedido: 14-12-2019].
- [104] EPRI, “Opendss.” [En línea]. Disponible en: <https://www.epri.com/#/pages/sa/opendss?lang=en>.
- [105] “Fijación de precios de nudo promedio del sistema eléctrico nacional y del factor de ajuste a que se refiere el numeral 3. del artículo 1.º de la ley n.º 21.185,” tech. rep., Abril 2020. [En línea]. Disponible en: <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/04/ITD-PNP-enero-2020-1.pdf> [Accedido:28-04-2020].
- [106] L. University, “Centre for renewable energy systems technology (crest).” [En línea]. Disponible en: <https://www.lboro.ac.uk/research/crest/demand-model/> [Accedido:10-03-2020].
- [107] M. de Energía, “Explorador solar.” [En línea]. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/exploradorsolar/> [Accedido: 31-03-2020].

[108] “Barqcpconvtol.” [En línea]. Disponible en: <https://www.gurobi.com/documentation/8.1/refman/barqcpconvtol.html#parameter:BarQCPCConvTol> [Accedido: 14-08-2020].