



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

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DIMENSIONAR Y EVALUAR, TÉCNICA Y
ECONÓMICAMENTE, MICRO-REDES URBANAS

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE
INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

DIEGO IGNACIO CONTRERAS JARA

PROFESOR GUÍA:
EDUARDO RODRÍGUEZ SEPÚLVEDA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
PATRICIO MENDOZA ARAYA
ANDRÉS CABA RUTTE

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por Imelsa Energía SpA

SANTIAGO DE CHILE
2020

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO
POR: DIEGO IGNACIO CONTRERAS JARA
FECHA: 2020
PROF. GUÍA: EDUARDO RODRÍGUEZ SEPÚLVEDA

PROPUESTA METODOLÓGICA PARA DIMENSIONAR Y EVALUAR, TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE, MICRO-REDES URBANAS

El acceso a la energía, la calidad de servicio y la calidad de producto que llega al cliente final son factores que han tomado gran relevancia con el transcurso de los años. Al contrastar la resiliencia del sistema de distribución chileno con países europeos se identifica un amplio margen de mejora.

Una alternativa atractiva para aumentar la resiliencia de los sistemas de distribución sin realizar modificaciones en las instalaciones existentes es la integración de micro-redes urbanas al sistema, permitiendo que ellas puedan abastecer la demanda eléctrica con sus unidades de generación en momentos en que la red de distribución no se encuentra disponible. Sin embargo, uno de los grandes desafíos es que las micro-redes presentan un alto costo de inversión, por lo que es crucial dimensionar las fuentes de generación correctamente.

El objetivo general de este trabajo consiste en proponer un marco metodológico para dimensionar y evaluar, técnica y económicamente, micro-redes urbanas que utilicen pequeños medios de generación distribuida como fuente de producción, mediante un modelo de optimización de libre acceso.

El modelo resuelve un problema de optimización lineal-entera mixta cuya función objetivo es la minimización del costo de operación de la micro-red. El lenguaje utilizado es Python, el software de libre acceso que permite formular el problema de optimización es Pyomo y el solver empleado es Couenne. En cuanto a la validación del modelo, se compara el despacho eléctrico del modelo con Homer Pro, software comercial especializado en dimensionamiento de micro-redes.

Los resultados de aplicar el modelo a un caso de estudio en Santiago, muestran que la alternativa más económica para aumentar la resiliencia del sistema de distribución, desde un SAIDI de 30 horas a un SAIDI de cero horas, es el caso que solo considera generación interna de origen térmico. Con los costos de inversión actuales, las alternativas que presentan fuentes de generación renovable no alcanzan a cubrir sus costos de inversión con los ahorros generados con la disminución del costo de operación en los 20 años de evaluación del proyecto.

Las proyecciones de los precios de tecnologías renovables no convencionales y baterías de ion litio pronostican un descenso sostenido durante los próximos años. En consecuencia, se lleva a cabo un análisis de sensibilidad del costo de las baterías, paneles solares y aerogeneradores para identificar a qué precio deben llegar para convertirse en alternativas rentables en términos económicos para clientes libres del SEN que opten a precios de mercado competitivos.

A mi madre

Agradecimientos

En primer lugar me gustaría agradecerle a mi familia, y en especial a mi mamá, Sonia, por inculcarme valores, principios y brindarme amor y apoyo incondicional durante todos estos años. Sin ustedes no estaría escribiendo estas líneas.

Es complejo condensar más de cuatro años de relación en un par de líneas, pero quiero que sepas, Francisca Pujá, que fuiste una persona fundamental en este proceso. Gracias por el amor, el apoyo desinteresado y la preocupación constante durante todos estos años. Sigamos caminando juntos, te amo.

En el proceso conocí a personas maravillosas a las cuales admiro profundamente. Nicolai, Cata, Toledo, Belén, Mendo, Claudio, Pipo, son personas increíbles y espero de todo corazón seguir presente en sus vidas. Muchas gracias por cada uno de los momentos vividos, sin duda estos años no hubiesen sido lo mismo sin ustedes.

Al recordar los últimos años, definitivamente las tardes de pizza tienen un lugar especial. Quisiera dar las gracias a la Feña, Iván, Malú, Jean, Vale, Claudio y Gabo por el apoyo y risas durante esas largas tardes y a veces noches de trabajo.

No podía terminar los agradecimientos sin reconocer el valioso aporte que ha tenido mi profesor guía, Eduardo, por el tiempo, disposición, ayuda y orientación en el transcurso de estos meses. Además, quisiera dar las gracias a Andrés Caba y Patricio Mendoza por sus relevantes y precisas correcciones que permitieron entregar un mejor trabajo.

Agradezco a todo el equipo de Imelsa Energía con los cuales he trabajado durante el último año, en especial al Esteban y al John, por sus consejos y disposición a ayudarme frente a cualquier duda.

Finalmente, con respecto a mi estadía en la Facultad de Ciencias, quisiera reconocer la amistad de la Anto, Fran y de los integrantes de la selección de fútbol de la Facultad, particularmente los miembros de la Patrulla. Si bien no los veo regularmente, la amistad ha sido capaz de resistir el transcurso del tiempo.

Tabla de contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación	1
1.2. Objetivos	3
1.2.1. Objetivo general	3
1.2.2. Objetivos específicos	3
1.3. Alcances	3
1.4. Estructura del documento	4
2. Marco teórico	5
2.1. Generación distribuida	5
2.1.1. Generación distribuida en Chile	6
2.1.2. Micro-red	7
2.2. Resiliencia en los sistemas de distribución	8
2.2.1. Índices de resiliencia	9
2.3. Recursos de generación	10
2.3.1. Generación solar	10
2.3.2. Generación eólica	13
2.3.3. Grupo electrógeno	15
2.3.4. Sistemas de almacenamiento de energía	17
2.4. Demanda eléctrica	20
2.4.1. Perfil de demanda	20
2.5. Algoritmos de optimización	22
2.5.1. Problema de optimización	22
2.5.2. Algoritmos tradicionales	23
2.5.3. Algoritmos nuevos	24
2.5.4. Comparación entre algoritmos de optimización	26
2.6. Normativa relevante	26
2.6.1. Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación	26
2.6.2. Normativa ambiental	28
2.7. Transferencias económicas en el mercado de generación del SEN	29
2.7.1. Costos	29
2.7.2. Ingresos	30
3. Metodología	33
3.1. Herramientas computacionales	34

3.1.1.	Python	34
3.1.2.	Pyomo	34
3.1.3.	Couenne	34
3.2.	Perfiles de entrada	35
3.2.1.	Perfil solar	36
3.2.2.	Perfil eólico	36
3.2.3.	Perfil de demanda	36
3.3.	Formulación del modelo de optimización	37
3.3.1.	Restricciones de capacidad	37
3.3.2.	Restricciones de energía	38
3.3.3.	Restricciones de baterías (BESS)	40
3.3.4.	Restricciones mínimo técnico	40
3.3.5.	Restricción SAIDI	41
3.3.6.	Función objetivo	41
3.4.	Validación del modelo de optimización	43
3.5.	Escenarios de simulación	43
3.5.1.	Escenarios de validación	43
3.5.2.	Escenarios de caso de estudio	44
4.	Resultados	45
4.1.	Validación del modelo	45
4.1.1.	Perfil de demanda	45
4.1.2.	Validación escenario: térmico + PV	47
4.1.3.	Validación escenario: térmico + PV + BESS	48
4.2.	Escenarios	50
4.2.1.	Perfil de demanda	50
4.2.2.	Despacho eléctrico	52
4.2.3.	Costo total	54
4.2.4.	Análisis de sensibilidad	55
4.2.5.	Síntesis de resultados	59
5.	Conclusiones	60
5.1.	Trabajo futuro	61
	Bibliografía	63
	Anexo A	67

Índice de tablas

2.1. Generación distribuida por tecnología, Chile. Datos extraídos de Energía Abierta [1].	6
2.2. Límite para los indicadores SAIDI y SAIFI exigibles durante los años 2018 y 2019.	10
2.3. Límite para los indicadores SAIDI y SAIFI exigibles desde el año 2020.	10
2.4. Cuadro comparativo características de baterías [2].	19
2.5. Cuadro comparativo entre algoritmos de optimización.	26
2.6. Costos de inversión promedio por tipo de tecnología.	30
2.7. Costos de inversión promedio por tipo de tecnología.	30
3.1. Escenarios de simulación para validación del modelo.	43
3.2. Escenarios de simulación para caso de estudio.	44
4.1. Días representativos para validación.	45
4.2. Validación modelo escenario térmico + PV.	47
4.3. Validación modelo escenario térmico + PV + BESS.	48
4.4. Días representativos para caso de estudio.	50
4.5. Caracterización perfil de demanda de caso de estudio.	51
4.6. Capacidad instalada de los escenarios con menor costo total analizados en el caso de estudio.	52
4.7. VAN de costos para escenarios analizados en caso de estudio.	54

Índice de ilustraciones

1.1. Comparación SAIDI entre países de Europa y Chile, año 2016. Elaboración propia, datos extraídos de [3] y [4].	1
1.2. Comparación SAIDI entre distintas regiones de Chile, año 2018. Elaboración propia, datos extraídos de [4].	2
2.1. Porcentaje PMGD de acuerdo a tecnología de generación. Gráfico elaboración propia, datos extraídos de Energía Abierta [1].	7
2.2. Centrales que entraron en operación al SEN año 2019. Gráfico elaboración propia, datos extraídos de la CNE.	7
2.3. Arquitectura de una micro-red [5].	8
2.4. Estructura básica de una celda solar [6].	11
2.5. Característica voltaje-corriente (línea azul) y voltaje-potencia (línea roja) de un panel solar [6].	11
2.6. Radiación solar en Santiago para un día representativo, año 2018. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del Explorador Solar [7].	13
2.7. Velocidad del viento a 95 metros de altura en Santiago para un día representativo, año 2010. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del Explorador Eólico [8].	14
2.8. Potencia de salida como función de la velocidad para aerogenerador con potencia nominal de 10 kW y con un rotor de 10 m [9].	15
2.9. Generación 2019 por tecnología. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del CEN.	16
2.10. Generación acumulada mensual por tecnología, año 2019. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del CEN.	16
2.11. Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento [10].	17
2.12. Reducción estimada de costos de inversión de baterías para el año 2030 [10].	18
2.13. Principales componentes y principio de operación de una batería de ion litio [10].	19
2.14. Curva de demanda típica para cargas residenciales, industriales y comerciales [11].	20
2.15. Procedimiento referencial de conexión [12].	27
2.16. Proceso de evaluación de impacto ambiental [13].	29
3.1. Metodología de trabajo.	33
3.2. Nodos del modelo de optimización.	38

4.1. Perfil de demanda representativo utilizado en la validación del modelo, cliente libre industria cementera.	46
4.2. Distancia euclideana del perfil utilizado en la validación del modelo.	46
4.3. Validación del modelo propuesto en términos de despacho eléctrico, caso con generación térmica y solar.	47
4.4. Validación del modelo propuesto en cuanto a despacho eléctrico, caso con generación térmica, solar y BESS.	49
4.5. Validación del modelo en relación al comportamiento la batería, caso con generación térmica, solar y BESS.	50
4.6. Perfil de demanda representativo empleado en el caso de estudio, cliente libre industria farmacéutica.	51
4.7. Distancia euclideana del perfil utilizado en el caso de estudio.	52
4.8. Despacho eléctrico del escenario con menor costo total en cada caso analizado en el caso de estudio.	53
4.9. Análisis de sensibilidad costo de inversión baterías.	55
4.10. Análisis de sensibilidad costo de inversión paneles solares.	57
4.11. Análisis de sensibilidad costo de inversión aerogeneradores.	58

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación

Chile posee bajos índices de resiliencia en comparación a países de Europa. Al contrastar información del índice de resiliencia SAIDI¹ de un informe emitido por el Consejo de Reguladores Europeos de Energía (CEER) [3] con datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE) [4], se obtiene una diferencia de un orden de magnitud entre Chile y Europa. Mientras el SAIDI en Chile se mide en horas de interrupción por cliente, en Europa se mide en minutos. La Figura 1.1 presenta información del SAIDI anual del año 2016 de Chile y algunos países europeos.

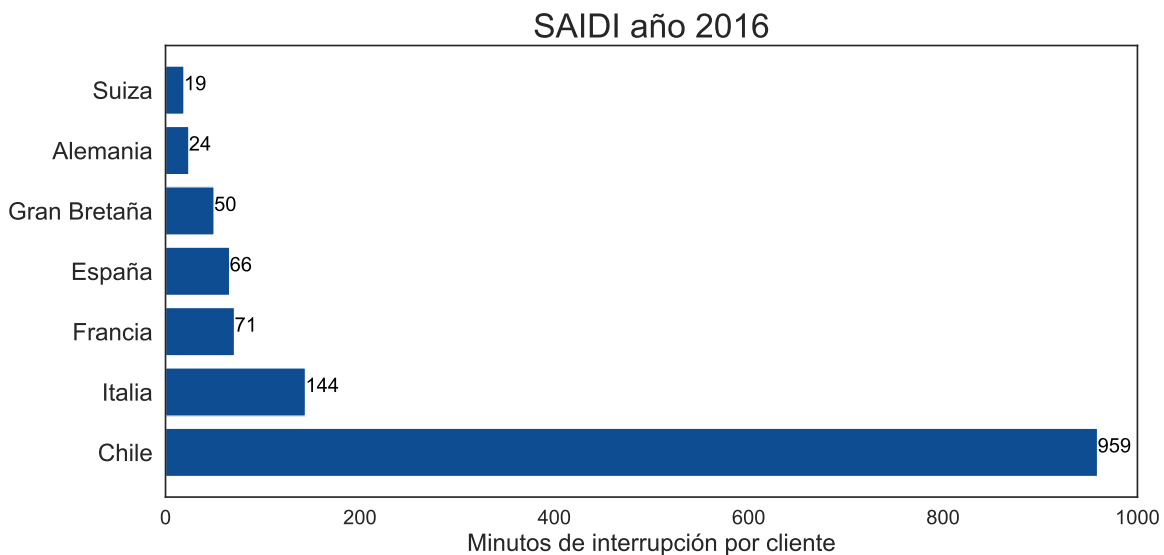


Figura 1.1: Comparación SAIDI entre países de Europa y Chile, año 2016. Elaboración propia, datos extraídos de [3] y [4].

¹Por su sigla en inglés System Average Interruption Duration Index

Además de tener bajos índices de resiliencia en comparación con países europeos, al analizar el SAIDI de Chile a nivel país se obtiene una gran diferencia porcentual entre sus regiones. Según cifras del año 2018, la región con mejor SAIDI corresponde a la Región de Valparaíso y la Región de Magallanes, con 7 horas de interrupción por cliente al año, mientras que la región con peor desempeño es la Región de la Araucanía, con 28 horas, como se muestra en la Figura 1.2. Esto manifiesta una diferencia porcentual de 400 %.

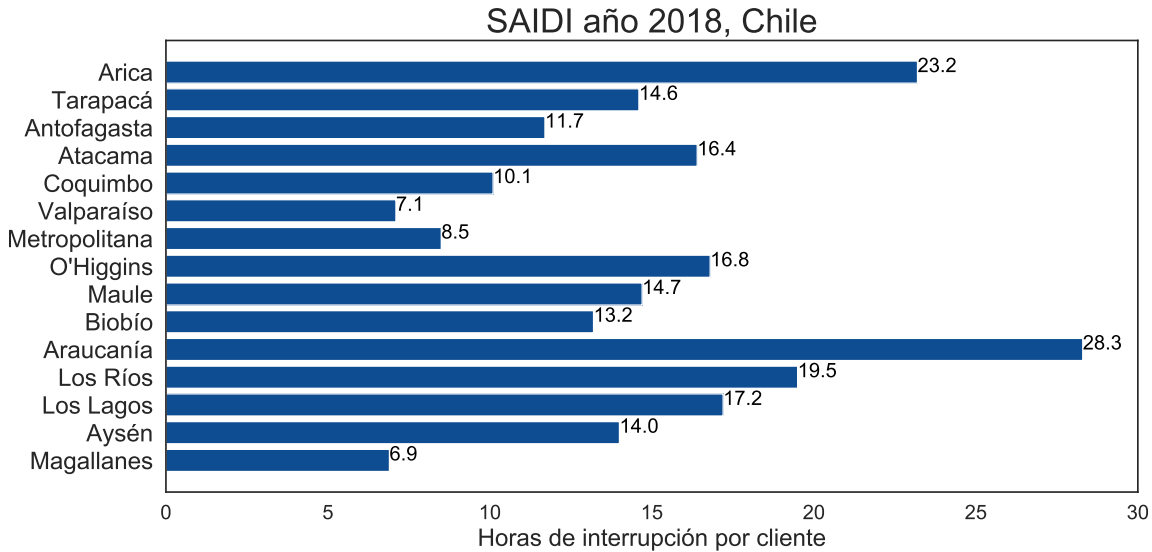


Figura 1.2: Comparación SAIDI entre distintas regiones de Chile, año 2018. Elaboración propia, datos extraídos de [4].

A raíz de esta información, se identifica un amplio margen de mejora en los indicadores de resiliencia del sistema de distribución (SD) en Chile. Una opción atractiva para aumentar la resiliencia de los SD sin modificar las instalaciones existentes es construir micro-redes urbanas, las cuales poseen la capacidad de operar en isla, abasteciendo de energía eléctrica a clientes finales sin importar el estado del resto del sistema eléctrico.

El gran desafío es que las micro-redes poseen altos costos de inversión, es crucial dimensionar correctamente tanto el tipo como la potencia instalada de los recursos de generación. El problema del dimensionamiento de micro-redes se encuentra ampliamente reportado e incluso existen herramientas computacionales como Homer Pro que realizan la optimización de los recursos. Sin embargo, los algoritmos son complejos y las herramientas computacionales requieren licencia, no son de libre acceso. Además, desarrollar un modelo permite mayor flexibilidad en la solución puesto que se pueden incorporar restricciones técnicas y/o comerciales de forma personalizada.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo general

Proponer un marco metodológico para dimensionar y evaluar, técnica y económicamente, micro-redes urbanas que utilicen pequeños medios de generación distribuida como fuente de producción, mediante un modelo de optimización de libre acceso.

1.2.2. Objetivos específicos

Los objetivos específicos que se abordarán en esta memoria son:

1. Caracterizar el perfil de demanda y modelar los recursos de generación local.
2. Seleccionar un algoritmo de optimización para solucionar el problema del dimensionamiento de la micro-red.
3. Aplicar propuesta metodológica a un caso de estudio en Chile.
4. Realizar evaluación económica de la micro-red.

1.3. Alcances

Como se especificó en el objetivo general, la presente memoria busca generar una herramienta para dimensionar una micro-red urbana, analizar su factibilidad técnica de conexión en el sistema eléctrico chileno, estudiar su operación en régimen permanente y realizar una evaluación económica de la misma. En consecuencia, queda fuera del alcance del trabajo analizar la operación de la micro-red en régimen transitorio o subtransitorio.

La metodología para el dimensionamiento y evaluación de la micro-red se pretende aplicar en Chile. En este sentido, se deberá cumplir la normativa vigente en cuanto a limitación de emisiones, proceso de conexión, entre otros.

El modelo de optimización recibe como datos de entrada un perfil de demanda y recursos de generación local con resolución de 288 datos, correspondientes a un día representativo de cada mes. En cuanto a los recursos de generación local, se considerará generación solar, generación eólica, generación térmica y baterías de ion litio como sistema de almacenamiento. Además, se impondrá como simplificación que los generadores solo proporcionan potencia activa.

En la modelación del programa de optimización se despreciarán los efectos de las pérdidas y las limitaciones de corriente tanto en las líneas de transmisión como en los equipos de transformación.

El modelo de optimización entregará la minimización de los costos de operación para un año. Dado que se necesita realizar la evaluación económica en un horizonte de 20 años,

se asumirá que el resultado del problema de optimización es válido para todos los años de operación. Además, en la evaluación económica se considera el costo de reemplazo solo de las baterías, el cual es igual al costo de inversión inicial y se aplica en caso que la batería alcance los 1.400 ciclos de carga/descarga.

1.4. Estructura del documento

El presente trabajo dispone de cinco capítulos. A continuación se presenta una síntesis de cada uno de ellos.

El capítulo uno presenta el problema que motiva el desarrollo de esta memoria, los bajos índices de resiliencia del sistema de distribución en Chile. Además, establece los objetivos, alcances y estructura del trabajo.

El segundo capítulo contiene el marco teórico. Comienza por una revisión de conceptos necesarios para comprender el desarrollo trabajo. Posteriormente, se caracterizan los datos de entrada del problema de optimización, la demanda y tecnologías de generación. Luego, se realiza una revisión bibliográfica de los distintos algoritmos de optimización que se han empleado para solucionar el problema de dimensionamiento de micro-redes. Después, se realiza una revisión normativa del marco legislativo chileno referente a la conexión de pequeños medios de generación distribuida (PMGD) en SD de baja tensión. Finalmente, contiene un apartado con información relevante de transferencias económicas en el mercado de generación del SEN².

El capítulo tres incluye la metodología empleada en el desarrollo de la memoria. Particularmente, define las herramientas computacionales que se utilizarán en el desarrollo del modelo, explica el procedimiento de la reducción temporal de la demanda y perfiles de generación, detalla las restricciones y función objetivo del modelo de optimización propuesto, especifica cómo se llevará a cabo la validación del modelo y presenta los escenarios de simulación del caso de estudio.

El capítulo cuatro presenta la validación del modelo con el software Homer, expone los resultados obtenidos al aplicar la metodología del capítulo tres a un caso de estudio en Chile considerando distintos escenarios y presenta un análisis de sensibilidad respecto al costo de inversión de las baterías, paneles solares y aerogeneradores.

El último capítulo del trabajo de título es el capítulo cinco, sección que presenta las principales conclusiones de la memoria y establece lineamientos de trabajo futuro.

²Por su sigla Sistema Eléctrico Nacional

Capítulo 2

Marco teórico

El presente capítulo busca contextualizar y familiarizar al lector con los tópicos que aborda esta memoria. En cuanto a su estructura, el marco teórico consta de 7 apartados.

El punto 2.1 define el concepto de generación distribuida, micro-redes y proporciona el estado de la generación distribuida en Chile. La sección 2.2 explica el concepto de resiliencia en los sistemas de distribución y muestra los límites de algunos indicadores de resiliencia en Chile. Los apartados 2.3 (recursos de generación) y 2.4 (demanda eléctrica) entregan información acerca de los datos de entrada para el problema de optimización a desarrollar. En 2.5 se sintetiza la revisión bibliográfica sobre algoritmos de optimización que han sido empleados para solucionar el problema de dimensionamiento de micro-redes. El punto 2.6 presenta la normativa chilena relevante para efectos de esta memoria. Finalmente, el apartado 2.7 brinda información acerca de las transferencias económicas en el mercado de generación del SEN.

2.1. Generación distribuida

Los elementos de generación distribuida (DG ¹) se definen como unidades de generación conectadas en redes de distribución de media o baja tensión, usualmente cerca de los puntos de consumo. Incluyen módulos de paneles fotovoltaicos, pequeñas turbinas eólicas, unidades de cogeneración, entre otras [14].

Dado que comúnmente los DG utilizan recursos renovables para generar energía, implementar DG a un sistema eléctrico permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Por otro lado, al generar energía cerca de la demanda se puede mejorar su calidad y confiabilidad para los usuarios finales. Finalmente, este tipo de generación puede reducir las pérdidas asociadas a transmisión e incluso retrasar expansiones de la red de distribución [14].

¹Por sus sigla en inglés Distributed Generator

Los DG pueden ser considerados como una micro-red si satisfacen tres condiciones: tener límites eléctricos bien definidos, contar con un controlador/operador que manipule los DG y cargas como una entidad única, y que la capacidad de generación de los DG debe ser capaz de abastecer el peak de cargas críticas al ser desconectados de la red de distribución [15].

2.1.1. Generación distribuida en Chile

En Chile, la generación distribuida representa un pequeño porcentaje de la matriz energética. La capacidad instalada total del SEN es de 25.152 MW, según cifras del Coordinador Eléctrico Nacional (CEN) [16] de agosto 2019. En contraste, la potencia total de generación distribuida asciende a 837 MW, como muestra la Tabla 2.1, lo que representa un 3,33 % de la matriz energética.

Por otro lado, la demanda máxima del SEN durante el año 2019 fue de 10.788 MW, que se produjo el día 23 de diciembre [17]. Al calcular el cociente entre la demanda máxima y la capacidad instalada se obtiene el factor de utilización de un sistema eléctrico, que en el caso del SEN es de 42,89 %.

Tecnología	Potencia [MW]	Porcentaje [%]
Gas natural	21	3
Biomasa	33	4
Eólica	53	6
Petróleo diésel	127	15
Mini hidráulica	161	19
Solar fotovoltaica	443	53
Total	837	100

Tabla 2.1: Generación distribuida por tecnología, Chile. Datos extraídos de Energía Abierta [1].

En cuanto a la tecnología de generación, los DG más abundantes son los PMGD solares fotovoltaicos (53 %) y mini hidráulicos de pasada (19 %). Esto se explica debido al enorme potencial que posee Chile para generar energía eléctrica a partir de estas tecnologías, solar en el norte e hídrica en las regiones del sur del país. En tercer lugar se encuentran los PMGD térmicos que utilizan petróleo diésel como combustible (15 %), DG que se utilizan principalmente para aportar a la suficiencia del sistema. Esta información se presenta gráficamente en la Figura 2.1.

Durante el año 2019 entraron en operación 86 proyectos de generación, de los cuales un 90 % correspondían a PMGD, como se muestra en la Figura 2.2. Una de las razones en el interés por desarrollar este tipo de proyectos en el SEN radica en que el dueño o representante del proyecto puede elegir el modo de remuneración de sus inyecciones, las cuales pueden ser valorizadas a costo marginal o a precio estabilizado, que corresponde al precio de nudo de corto plazo de la energía en la barra de inyección.

PMGD por tecnología de generación

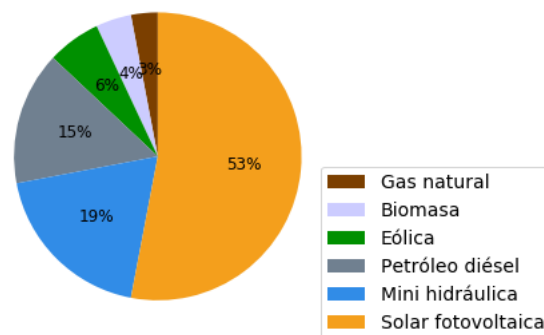


Figura 2.1: Porcentaje PMGD de acuerdo a tecnología de generación. Gráfico elaboración propia, datos extraídos de Energía Abierta [1].

Entrada en operación centrales SEN 2019

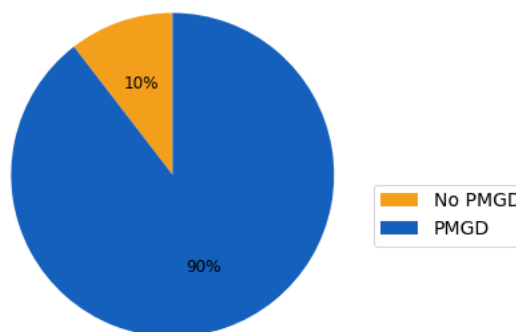


Figura 2.2: Centrales que entraron en operación al SEN año 2019. Gráfico elaboración propia, datos extraídos de la CNE.

A pesar de que la penetración de DG en el SEN es incipiente, la Ruta Energética 2018-2022 publicada por el Ministerio de Energía considera la generación distribuida como un eje importante para avanzar hacia una matriz energética baja en emisiones. En esta ruta se tiene como compromiso alcanzar cuatro veces la capacidad actual de generación distribuida de pequeña escala (menor a 300 kW) al año 2022. El documento afirma que para lograr este compromiso es necesario elaborar un marco regulatorio que habilite el desarrollo eficiente de los recursos energéticos distribuidos como, por ejemplo, la generación distribuida, micro-redes, gestión de la demanda y almacenamiento de energía a nivel de distribución [18].

2.1.2. Micro-red

Existen numerosas definiciones para el concepto de micro-red. Para efectos de este trabajo de título, se considerará la definición dada en [14] y que estipula que micro-red corresponde al conjunto de elementos de generación conectados al sistema de distribución y que se comportan, desde el punto de vista de la red, como un único productor o carga. Además, pueden operar en conjunto o de forma aislada a la red.

De acuerdo a su objetivo y relación con el resto del sistema, las micro-redes se pueden clasificar según [19] en:

- Micro-redes de clientes: entidades auto-gobernadas y usualmente ubicadas río abajo del punto de acoplamiento común (PCC²).
- Micro-redes comunitarias: se caracterizan por involucrar un segmento de la red de distribución. Si bien son iguales a las micro-redes de clientes desde el punto de vista técnico, las micro-redes comunitarias se distinguen en términos regulatorios y en relación a su modelo de negocio.
- Micro-redes virtuales: corresponden a elementos de generación distribuida que se sitúan en diferentes zonas geográficas pero que la red los ve como una única unidad controlada.
- Micro-redes remotas: su objetivo es abastecer a consumos aislados. En consecuencia, este tipo de micro-redes no se encuentran conectadas a las redes de distribución.

La Figura 2.3 presenta la estructura típica de una micro-red.

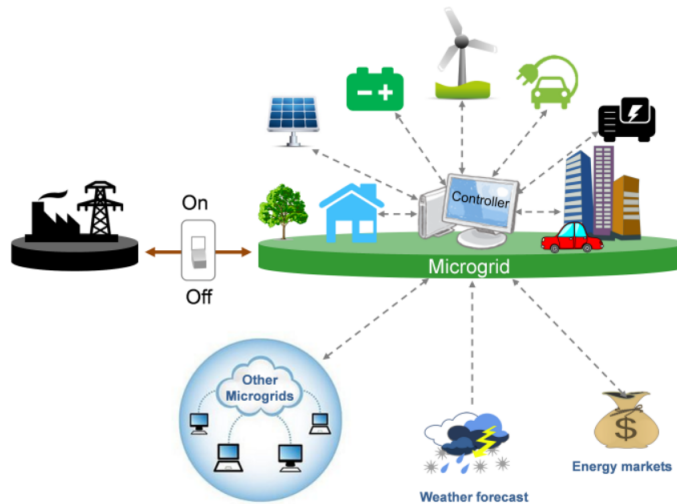


Figura 2.3: Arquitectura de una micro-red [5].

2.2. Resiliencia en los sistemas de distribución

Como se mencionó en la introducción de este trabajo, los índices de resiliencia en el SD chileno son bajos en comparación a países europeos. En este contexto, la generación distribuida es una opción factible para mejorar estos índices ya que una de las ventajas de situar los elementos de generación cerca de los puntos de consumo es aumentar la calidad y confiabilidad del suministro eléctrico para clientes finales.

En el marco de esta memoria, se define resiliencia como la habilidad de un sistema de recobrase rápidamente luego de un desastre o, más generalmente, la habilidad de anticipar

²Por su sigla en inglés Point of Common Coupling, punto donde ocurre la conexión entre el Sistema de Distribución y las instalaciones del cliente

eventos de baja probabilidad y alto impacto, recobrase de esos eventos disruptivos, y absorber lecciones para adaptar la operación y estructura con el objetivo de estar mejor preparados para eventos similares en el futuro [20].

2.2.1. Índices de resiliencia

Con el fin de cuantificar la resiliencia de los sistemas de distribución, existen indicadores de resiliencia. Los dos índices más empleados son el tiempo total promedio de interrupción (SAIDI³) y la frecuencia media de interrupción por cliente (SAIFI⁴). Estos índices se caracterizan por las Ecuaciones 2.1 y 2.2 [21].

$$SAIDI_j = \frac{\sum_i^N (Clien_{f_{si_j}} \cdot t_{i,c})}{Clien_{inst_j}} \quad (2.1)$$

$$SAIFI_j = \frac{\sum_i^N Clien_{f_{si_j}}}{Clien_{inst_j}} \quad (2.2)$$

donde:

- $Clien_{f_{si_j}}$: cantidad total de clientes conectados al SD en el área de control j, que hayan sufrido una interrupción de suministro mayor a tres minutos producto de la fallas o desconexiones i, ocurridas durante el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos.
- $Clien_{inst_j}$: promedio de la cantidad total de clientes conectados al SD en el área de control j, durante el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos.
- N : número total de interrupciones, en el periodo de evaluación de 12 meses consecutivos, que hayan afectado a clientes conectados en el área de control j.
- $t_{i,c}$: tiempo total en que el cliente c se vio afectado por una interrupción de suministro mayor a tres minutos producto de la falla o desconexión i. Este tiempo puede diferir entre interrupciones producidas por una misma falla, en función de los bloques de reposición de suministro que se hayan implementado.

Cada país establece los límites aceptables para los límites de resiliencia en su SD. En el caso de Chile, la Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución [21] determina los límites exigibles para el SAIDI y SAIFI. Los valores máximos permitidos durante los años 2018 y 2019 se presentan en la Tabla 2.2, mientras que la Tabla 2.3 contiene los valores exigibles a partir del año 2020.

Según la Norma Técnica de Calidad y Servicio para Sistemas de Distribución [21], las interrupciones que se consideran en el cálculo de los indicadores de resiliencia son todas aquellas interrupciones de suministro generadas por fallas o desconexiones en las instalaciones de la empresa distribuidora y que hayan sido mayores a tres minutos, incluyendo aquellas

³Por sus sigla en inglés System Average Interruption Duration Index

⁴Por sus sigla en inglés System Average Interruption Frequency Index

que afecten individualmente a un cliente. Además, se deben considerar las desconexiones programadas.

Indicador \ Densidad	Densidad			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
SAIDI (en horas)	8,5	9,5	12,0	16,0
SAIFI	6,0	7,0	9,0	10,0

Tabla 2.2: Límite para los indicadores SAIDI y SAIFI exigibles durante los años 2018 y 2019.

Indicador \ Densidad	Densidad			
	Alta	Media	Baja	Muy baja
SAIDI (en horas)	5,0(↓ 41 %)	7,0(↓ 26 %)	9,0(↓ 25 %)	14,0(↓ 13 %)
SAIFI	4,5(↓ 25 %)	5,5(↓ 21 %)	7,0(↓ 21 %)	8,0(↓ 20 %)

Tabla 2.3: Límite para los indicadores SAIDI y SAIFI exigibles desde el año 2020.

2.3. Recursos de generación

El dimensionamiento de la micro-red se realizará mediante un programa de optimización desarrollado en el lenguaje de programación Python. Dentro de los datos de entrada que necesita el programa están los perfiles de las fuentes de generación distribuida consideradas en el estudio. Este apartado presenta información de generación eólica, solar, térmica y sistemas de almacenamiento de energía (baterías).

2.3.1. Generación solar

La generación solar de energía eléctrica es la tecnología de generación que emplea como recurso primario la radiación solar. La conversión de energía es generada por medio de celdas o células solares llamadas celdas fotoeléctricas, las cuales son elementos semiconductores que tienen la capacidad de captar la radiación y convertirla en energía eléctrica.

El funcionamiento de las celdas solares se basa en el efecto fotoeléctrico, mediante el cual elementos semiconductores son capaces de producir electricidad a partir de radiación incidente. Una celda fotovoltaica consiste en dos capas de un elemento semiconductor (como el silicio), una de ellas dopada de forma positiva (tipo p) y la otra negativa (tipo n). Esta configuración define una diferencia de potencial eléctrico entre ambas zonas y, al colocar superficies metálicas conductoras sobre y bajo estas capas, se consigue una circulación de corriente. Esta conductividad es directamente proporcional a la temperatura y radiación [6]. La Figura 2.4 presenta la estructura básica típica de una celda solar.

La tensión en vacío de una celda solar de silicio es de 0,6 V. Por lo tanto, si se desea obtener una diferencia de tensión mayor es necesario conectar las celdas en serie. En contraste, la

intensidad de la corriente depende de la superficie iluminada y de la intensidad de la radiación. Entonces, si se desea aumentar la corriente del sistema se debe realizar una conexión en paralelo.

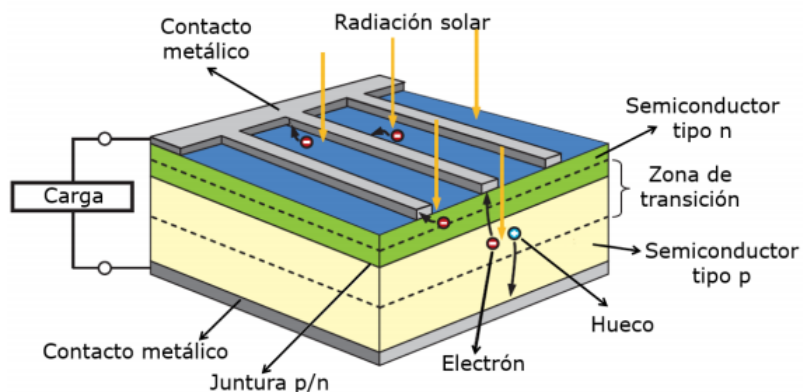


Figura 2.4: Estructura básica de una celda solar [6].

Actualmente, la eficiencia de conversión de las celdas solares de silicio se encuentra entre 15 y 23 %. No obstante, existe un gran margen de mejora puesto que en condiciones de laboratorio se han alcanzado eficiencias de 45 % y desde el punto de vista termodinámico, el límite teórico puede ser mayor al 80 % [6].

Un panel solar corresponde a un conjunto de celdas solares dispuestas en serie y/o en paralelo encapsuladas. En la Figura 2.5, se presenta la característica voltaje-corriente (línea azul) y voltaje-potencia (curva roja) de un panel solar. Los parámetros más relevantes son la corriente cortocircuito (I_{cc}), la tensión de circuito abierto (V_{ca}) y el punto de máxima potencia (P_{mpp}). Al igual que las celdas solares, los paneles pueden ser conectados en serie para aumentar la tensión o en paralelo para elevar la corriente.

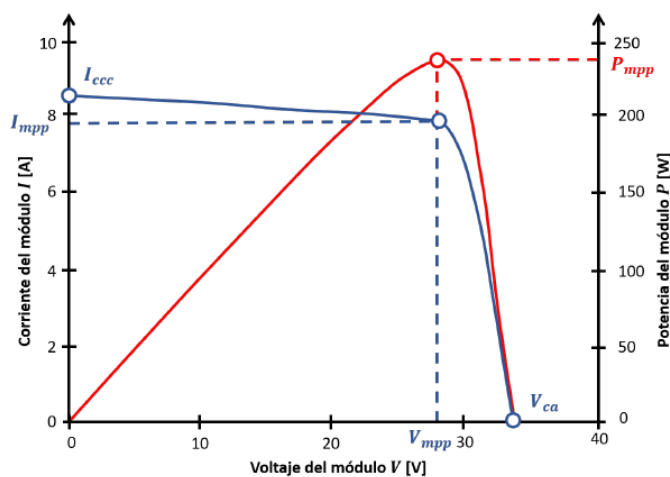


Figura 2.5: Característica voltaje-corriente (línea azul) y voltaje-potencia (línea roja) de un panel solar [6].

La radiación solar es un recurso variable en el tiempo. Debido a esto, no es posible determinar con exactitud la generación solar de un arreglo de paneles solares fotovoltaicos. No obstante, es usual que la radiación global incidente sea mayor en verano que durante las otras estaciones del año. Además, es evidente que se dispondrá del recurso únicamente en las horas de sol. La Figura 2.6 muestra el promedio mensual de la radiación solar de la ciudad de Santiago durante el año 2018, gráfico donde es posible identificar estas dos características del recuso solar.

El modelo de generación solar fotovoltaico empleado en esta memoria corresponde al modelo utilizado por el Explorador Solar [7], que a su vez se inspiró en la herramienta PVWatts, desarrollado por el Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL⁵) [22]. La expresión matemática que calcula la potencia generada por el panel fotovoltaico viene dada por la Ecuación 2.3.

$$P_{DC} = \begin{cases} \frac{I_{poa}}{I_0} \cdot P_{DC0} \cdot (1 + \gamma(T_c - T_0)), & I_{poa} \geq 125W/m^2 \\ \frac{0,008(I_{poa})^2}{I_0} \cdot P_{DC0} \cdot (1 + \gamma(T_c - T_0)), & I_{poa} < 125W/m^2 \end{cases} \quad (2.3)$$

donde,

- P_{DC} : potencia generada, en W .
- I_{poa} : radiación incidente, en W/m^2 .
- I_0 : radiación de referencia, típicamente $1000 W/m^2$.
- P_{DC0} : potencia nominal de la instalación fotovoltaica, en W/m^2 .
- T_c : temperatura de la celda, en $^{\circ}C$.
- T_0 : temperatura de referencia, $25^{\circ}C$.
- γ : coeficiente de temperatura de la celda para su potencia máxima.

Por su parte, la temperatura de la celda se calcula mediante la Ecuación 2.4.

$$T_c = I_{poa} \cdot e^{a+b \cdot V} + \frac{I_{poa}}{1000} \cdot \Delta T \quad (2.4)$$

donde,

- V : velocidad del viento, en m/s .
- a, b : coeficientes según montaje. $a = -3,47$, $b = -0,0594$, $\Delta T = 3$ en el caso de un montaje aislado y $a = -2,98$, $b = -0,0471$, $\Delta T = 1$ en el caso de un montaje coplanar al techo.
- I_0 : radiación de referencia, típicamente $1000 W/m^2$.

La Figura 2.6 representa la radiación solar promedio mensual en Santiago, durante el año 2018. Para su elaboración, se recurrió a datos del Explorador Solar y a las expresiones matemáticas definidas por la Ecuación 2.3 y la Ecuación 2.4.

⁵Por su sigla en inglés National Renewable Energy Laboratory

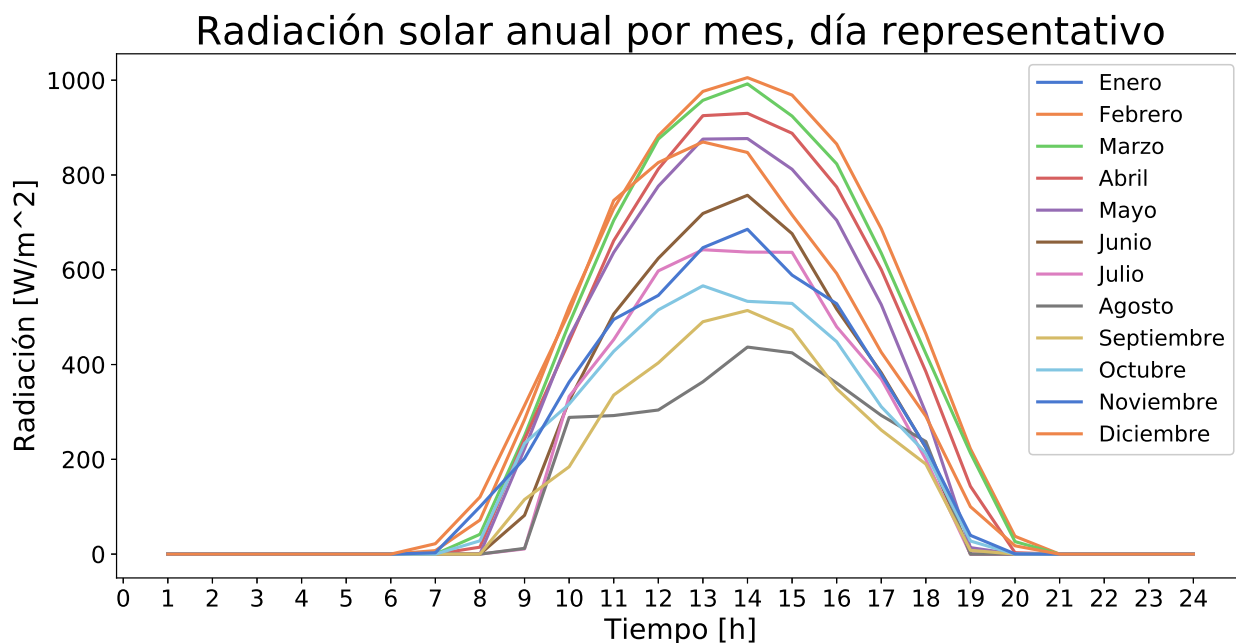


Figura 2.6: Radiación solar en Santiago para un día representativo, año 2018. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del Explorador Solar [7]

2.3.2. Generación eólica

La generación eólica corresponde a la tecnología de generación eléctrica que utiliza la energía del viento como recurso primario. En cuanto a su principio de funcionamiento, las aspas de una turbina captan la energía cinética del viento y hacen girar un rotor. Luego, la energía mecánica es transferida a un generador eléctrico denominado en este caso aerogenerador.

La producción de energía a partir del recurso eólico se encuentra fuertemente condicionada a la variabilidad del recurso primario. En Chile, estudios realizados por el GIZ⁶ para el Ministerio de Energía indican que los vientos en la zona central no son muy intensos ni permanentes, de manera que los factores de planta anuales (fp) de eventuales centrales eólicas tendrían valores del orden de 10 a 15 % [6]. La Figura 2.7 presenta la velocidad promedio del viento a 95 metros de altura en la comuna de Santiago durante el año 2010.

La potencia que se puede extraer de una masa de viento se calcula a partir de la masa de aire que atraviesa perpendicularmente el área circular que cubren las aspas del aerogenerador en su trayectoria. Las turbinas eólicas no pueden extraer toda la energía cinética que almacena la masa de viento. Betz, el año 1926, determinó que en ausencia de pérdidas, sólo un 59 % de la potencia del viento podría ser utilizada por la turbina. La expresión matemática de la potencia generada por un aerogenerador se presenta en la Ecuación 2.5 [23].

⁶Por su sigla en alemán Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit, agencia alemana especializada en la cooperación técnica para el desarrollo sostenible en el mundo

$$P_{eólica} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \eta C_{Betz} \quad (2.5)$$

donde:

- $P_{eólica}$: potencia teórica máxima que es posible extraer de una masa de viento, en W .
- A : área que barren las aspas de la turbina, en m^2 .
- ρ : densidad del aire, en $kg \cdot m^{-3}$.
- V : velocidad del viento, en $m \cdot s^{-1}$.
- C_{Betz} : Límite de Betz (0,59).
- η : eficiencia de la turbina eólica.

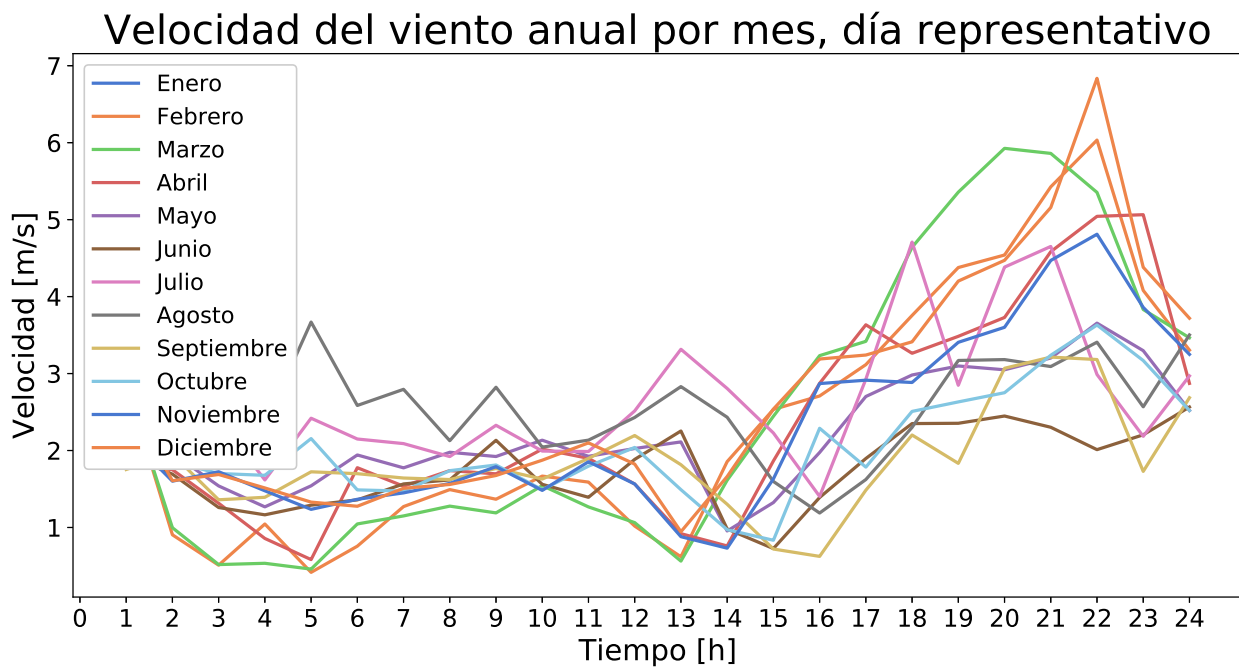


Figura 2.7: Velocidad del viento a 95 metros de altura en Santiago para un día representativo, año 2010. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del Explorador Eólico [8].

A su vez, la densidad del aire (ρ) es función de la presión y temperatura, las cuales dependen de la altura sobre el nivel del mar [23]. La expresión matemática que define la densidad del aire se muestra en la Ecuación 2.6.

$$\rho(z) = \frac{P_0}{RT} \exp\left(\frac{-gz}{RT}\right) \quad (2.6)$$

donde:

- P_0 : Densidad atmosférica estándar a nivel del mar ($1,225 kg \cdot m^{-3}$).
- R : Constante universal de los gases ($287,05 J \cdot kg \cdot K^{-1}$).

- T : Temperatura, en $[K]$.
- g : Constante de gravitación universal ($9,81 \text{ m} \cdot \text{s}^{-2}$).
- z : Altitud sobre el nivel del mar, en m .

Entonces, para una turbina eólica específica a una altura determinada, según la Ecuación 2.5, la potencia de salida del aerogenerador es directamente proporcional al cubo de la velocidad del viento. La Figura 2.8 presenta gráficamente esta relación.

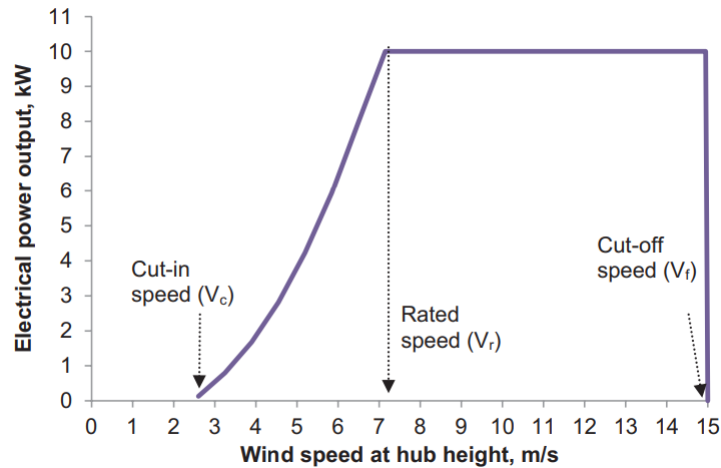


Figura 2.8: Potencia de salida como función de la velocidad para aerogenerador con potencia nominal de 10 kW y con un rotor de 10 m [9].

Debido a que la velocidad del viento en Chile es un parámetro con una incertidumbre alta, es necesario estimar su comportamiento para evaluar el coeficiente de rendimiento del generador eólico. Existen principalmente dos formas para asignar valores a la velocidad del viento: generar perfiles de generación en base a datos históricos o bien realizar una estimación del recurso.

2.3.3. Grupo electrógeno

La generación térmica o convencional es aquella que emplea combustibles de origen fósil como carbón, fuel oil o gas natural para producir electricidad. En Chile, las máquinas térmicas corresponden a un segmento vital de la matriz energética nacional porque son aquellas que soportan en mayor medida la suficiencia del sistema. Como se puede apreciar en la Figura 2.9, durante el año 2019 un 58 % de la energía generada provino de máquinas térmicas. Además, la generación mensual fue pareja, comportamiento expuesto gráficamente en la Figura 2.10.

Otra característica de las máquinas térmicas es que son capaces de partir y tomar carga rápidamente, lo cual las convierte en las candidatas ideales para abastecer las puntas de demanda del sistema [6], aportando confiabilidad y suficiencia al SEN.

Generación 2019 por tecnología

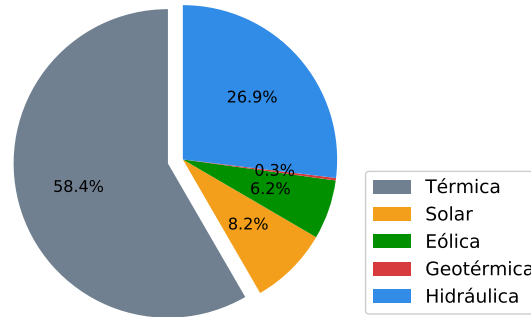


Figura 2.9: Generación 2019 por tecnología. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del CEN.

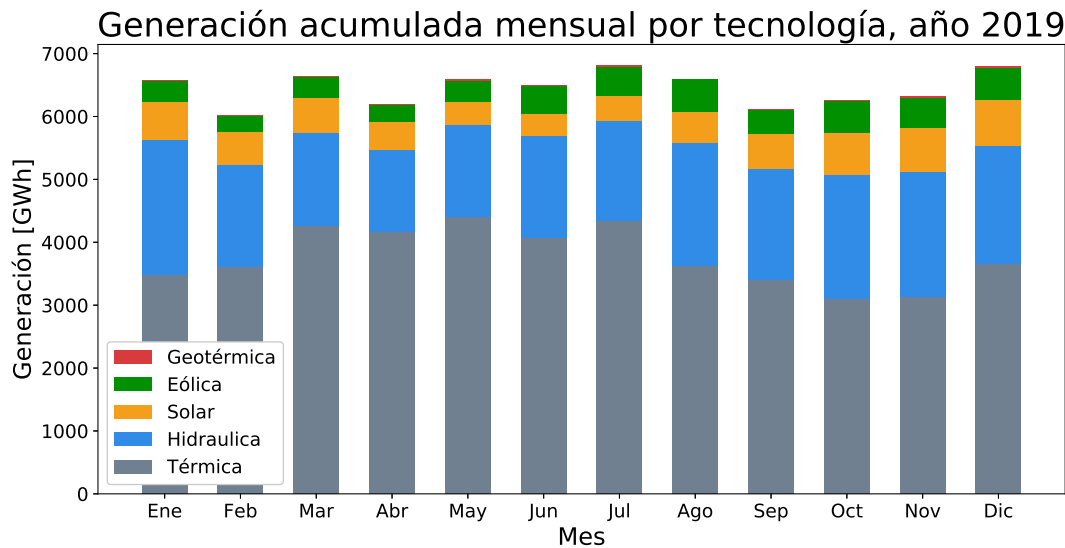


Figura 2.10: Generación acumulada mensual por tecnología, año 2019. Gráfico elaboración propia, datos extraídos del CEN.

En contraste a la generación eólica y solar, la generación térmica no depende de recursos variables en el tiempo (si se desprecia la dinámica del estanque de combustible y la disponibilidad del recurso primario). En este sentido, la potencia que puede exportar el generador se limita únicamente por la disponibilidad de combustible y la eficiencia de la máquina, como se aprecia en la Ecuación 2.7

$$P_{eléctrica} = \eta_{motor} \cdot P_{motor} \quad (2.7)$$

donde:

- $P_{eléctrica}$: potencia generada por el motor, en kW .
- η_{motor} : eficiencia del motor.

- P_{motor} : capacidad del motor térmico, en kW .

2.3.4. Sistemas de almacenamiento de energía

Los sistemas de almacenamiento de energía (ESS⁷), como su nombre lo indica, almacenan energía eléctrica en otra forma de energía como electro-química (baterías), magnética por superconducción (SMES⁸), cinética (volantes de inercia), potencial (hidroeléctricas de embalse) o aire comprimido (CAES⁹) [24].

Los ESS tienen aplicaciones en todos los sectores del sistema eléctrico. En particular, en los sistemas de distribución se utilizan fundamentalmente para mejorar la calidad de producto. La elección del tipo de ESS depende de la potencia que se desea almacenar y de la rapidez de descarga que se desea obtener. La Figura 2.11 presenta distintas aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento de energía. Para mejorar la calidad de producto son adecuadas las baterías, volantes de inercia y supercapacitores.

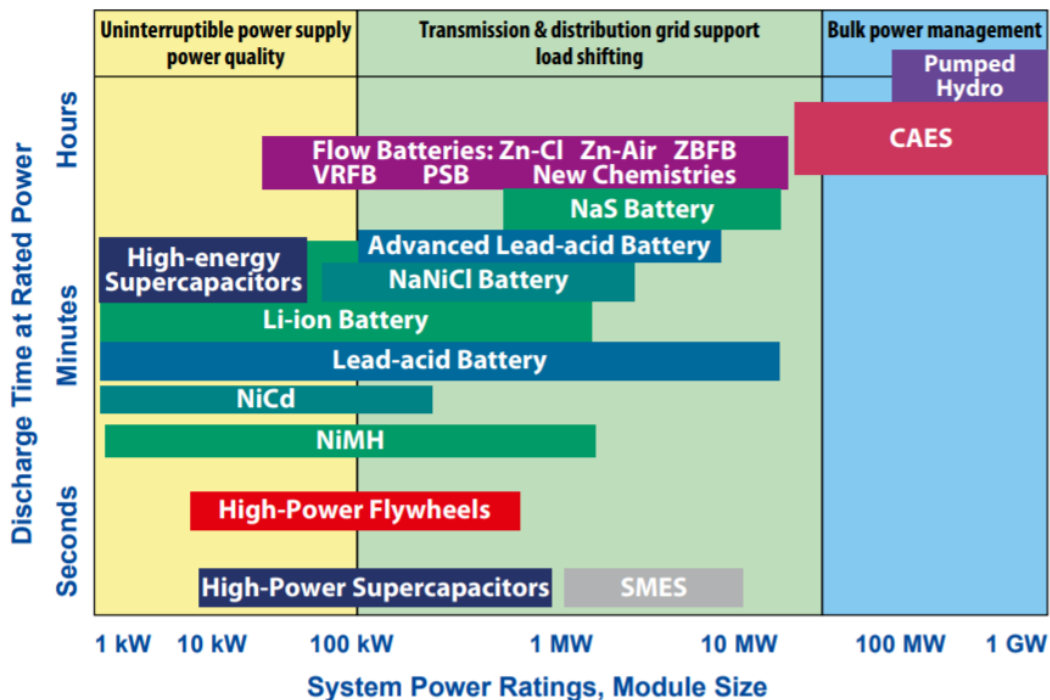


Figura 2.11: Aplicaciones de las tecnologías de almacenamiento [10].

Por otro lado, los ESS constituyen un excelente complemento para las tecnologías de generación renovable ya que permiten almacenar energía eléctrica en instantes en que la generación es mayor a la demanda. De esta forma, se logra un uso más eficiente de la energía porque se evita verter y se puede utilizar esa energía en otros momentos del día.

⁷Por sus sigla en inglés Energy Storage System

⁸Por sus sigla en inglés Superconducting Magnetic Energy System

⁹Por sus sigla en inglés Compressed Air Energy Storage

Según IRENA¹⁰, al año 2017 un 59 % de la potencia instalada en almacenamiento electroquímico a nivel mundial correspondía a baterías de ion-litio, con aproximadamente 1,1 GW. Además, durante los últimos años este tipo de tecnología ha reducido considerablemente sus costos de inversión (principalmente debido al desarrollo de la electromovilidad) y la tendencia indica que estos costos seguirán disminuyendo. IRENA estima que las baterías de ion litio poseen un potencial de reducción de costos cercano al 60 % al año 2030 [10], como muestra el rectángulo rojo de la Figura 2.12.

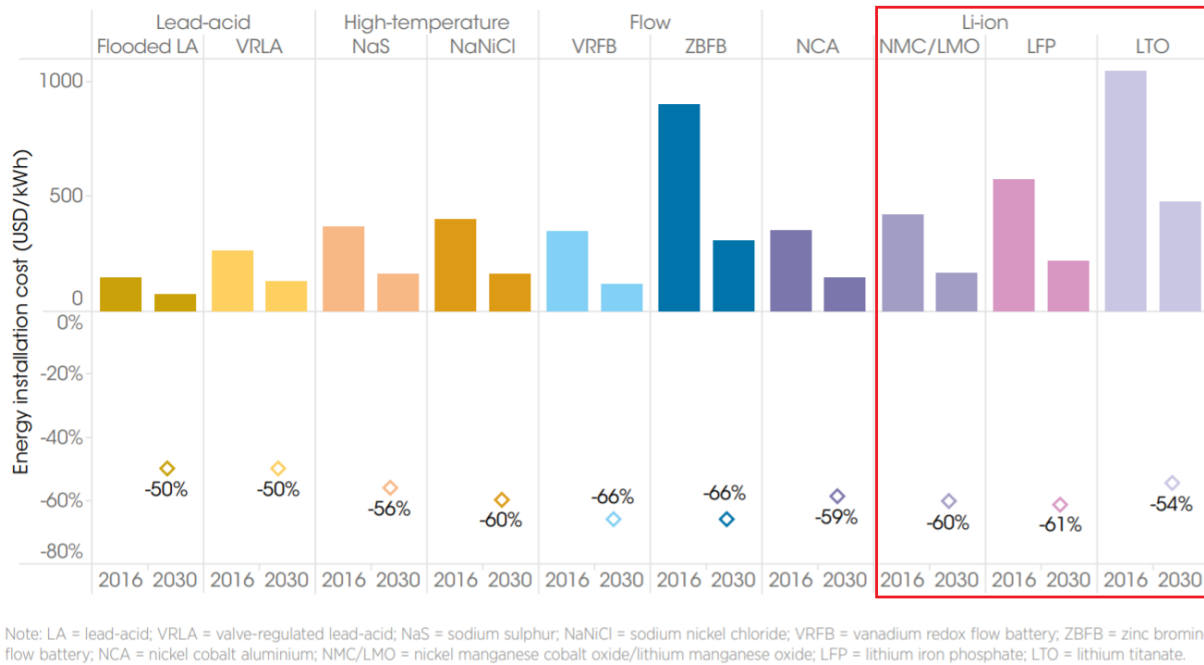


Figura 2.12: Reducción estimada de costos de inversión de baterías para el año 2030 [10].

Valorando la reducción en los costos de inversión que tendrán las baterías en los próximos años según IRENA, este trabajo de título únicamente considera como alternativa de almacenamiento de energía a las baterías (BESS¹¹). Existe gran diversidad en relación a los tipos de baterías, sin embargo, todas ellas poseen como característica común que la energía se almacena en forma electroquímica y el proceso de carga-descarga se lleva a cabo mediante un proceso químico reversible [24].

Baterías de ion-litio

Las baterías de ion-litio fueron desarrolladas en el año 1970 por el químico estadounidense Michael Whittingham. Según su principio de operación, el ion positivo de litio se desplaza desde el plato negativo (comúnmente de grafito) hasta el plato positivo (usualmente fabricado de una aleación de litio) [24]. El principio de operación y los componentes estructurales principales de las baterías de ion-litio se presentan en la Figura 2.13.

¹⁰Por su sigla en inglés International Renewable Energy National Agency

¹¹Por sus sigla en inglés Battery Energy Storage System

Dentro de las ventajas de este tipo de baterías se encuentran: alta densidad energética, bajo nivel de autodescarga (proceso de pérdida de carga en estado basal), bajo efecto de memoria y alta eficiencia (90 %). Sin embargo esta tecnología también presenta desventajas, la más relevante es que su resistencia interna puede calentarse, causando fallas de funcionamiento en el dispositivo o incluso su explosión [24].

La Tabla 2.4 sintetiza parámetros relevantes como el costo de inversión, capacidad y vida útil de modelos baterías de ion litio presentes en el mercado.

	Tesla Powerwall 2	Sonnen ECO	Senec Home Li 10	Varta Pulse 6
Capacidad total [kWh]	13.5	4-16	>10	6.5
Capacidad disponible [%]	90	100	95	90
Potencia de salida [kW]	5	3	2.5	2.5
Vida útil [años]	10 (70 %)	10 (80 %)	10 (80 %)	10 (70 %)
Costo [USD/kWh]	890	1188	1185	1100
Costo [USD/MWh/año]	143	153	153	142

Tabla 2.4: Cuadro comparativo características de baterías [2].

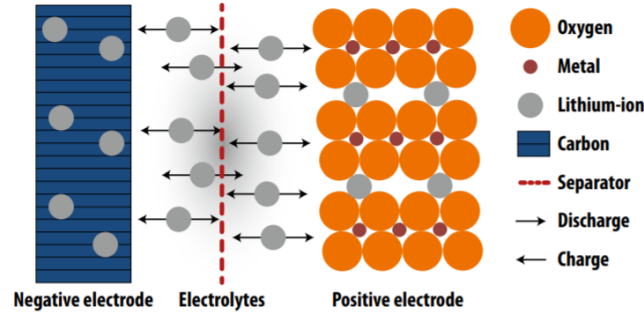


Figura 2.13: Principales componentes y principio de operación de una batería de ion litio [10].

Existen numerosas expresiones matemáticas que caracterizan el comportamiento de la energía almacenada en una batería. En este trabajo se utiliza el modelo de David Pozo, Javier Contreras y Enzo Sauma [25] definido por las Ecuaciones 2.8, 2.9 y 2.10.

$$0 = B_{E,0} \quad (2.8)$$

$$0 = B_{D,0} \quad (2.9)$$

$$B_{E,t} = B_{E,t-1} + \left(\eta \cdot B_{C,t} - \frac{B_{D,t}}{\eta} \right) \quad (2.10)$$

donde:

- $B_{E,t}$: energía almacenada en la batería en el instante t.
- η : rendimiento de carga o descarga de la batería.

2.4. Demanda eléctrica

La demanda eléctrica, al igual que los recursos de generación, constituye un dato de entrada al problema de optimización que brinda el dimensionamiento de la micro-red. Una de las restricciones más relevantes para efectuar un despacho eléctrico es que en todo instante la generación debe ser igual a la demanda. En este sentido, los consumos representan un factor importante porque la curva de generación es función de la curva de demanda.

La demanda es un elemento variable en el tiempo ya que se encuentra determinada por los hábitos de los consumidores y factores estacionales. Por ejemplo, el consumo eléctrico en días hábiles es distinto al consumo en fines de semana y días festivos. Otro factor importante es la temporada del año, la demanda eléctrica es distinta en verano y en invierno.

Aparte de los factores estacionales existen otros elementos que afectan la proyección del perfil de demanda, por ejemplo crecimiento económico, eficiencia en el uso de la energía, señales de precio en las tarifas eléctricas, etc.

Otro aspecto relevante es que la matriz energética instalada debe ser mayor a la demanda máxima del sistema puesto que existen condiciones que limitan la generación de energía, tales como: restricciones hidrológicas, disponibilidad de combustible, mantenimiento de centrales y de líneas de transmisión, etc. Además, el comportamiento de la demanda es variable en el tiempo, es importante contar con un margen de reserva que pueda abastecer aumentos abruptos de consumo eléctrico.

2.4.1. Perfil de demanda

Para el programa de optimización es necesario definir un perfil de demanda. Para esto, en primer lugar es necesario tener en cuenta que no todos los tipos de demanda eléctrica son iguales. Tradicionalmente, se identifican tres clases de demanda: residencial, industrial y comercial. La Figura 2.14 muestra perfiles de consumo típicos para cada uno de estos sectores.

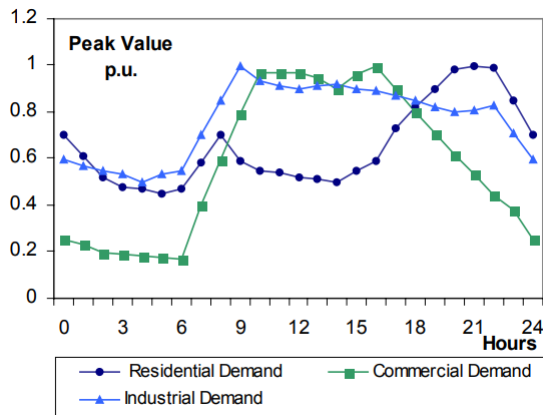


Figura 2.14: Curva de demanda típica para cargas residenciales, industriales y comerciales [11].

Demanda residencial

Corresponde al perfil de consumo de los hogares y representa los hábitos de los consumidores regulados. Al analizar la curva típica del perfil residencial de la Figura 2.14, se aprecia que el perfil posee dos peaks, uno en la mañana y otro en la noche, aproximadamente a las 21 horas.

El tipo de curva de demanda residencial se explica por el comportamiento general de los ciudadanos. En promedio, una persona que trabaja a tiempo completo se encuentra en su hogar únicamente antes de dirigirse a su lugar de trabajo y al llegar de este. Además, es lógico que el peak se encuentre en horario nocturno puesto que en este periodo se necesita abastecer requerimientos específicos como iluminación y calefacción (según el lugar y temporada).

Demanda comercial

La demanda comercial se refiere al consumo eléctrico asociado a los centros comerciales y oficinas. El perfil típico de este sector se representa en por la curva verde de la Figura 2.14. Al estudiar el comportamiento de la gráfica, se tiene un consumo aproximadamente constante durante las horas que funciona el comercio (entre las 9 y 18 horas) y un consumo mínimo de 0,2 p.u. durante el resto del día.

Demanda industrial

El perfil de demanda industrial es el sector que requiere un mayor consumo energético, lo que se representa en la Figura 2.14. En cuando a su consumo, presenta un consumo alto y relativamente constante de 9 a 22 horas. Durante la noche la demanda decrece, sin embargo no llega 0,2 p.u. como el sector comercial sino que se reduce a 0,6 p.u., similar a lo que ocurre con la demanda residencial.

Índices de caracterización de la demanda

Existen factores asociados al perfil de demanda que permiten caracterizar de mejor forma el tipo de demanda. Entre ellos, se encuentra la demanda máxima, mínima y media, factor de carga, factor de demanda, factor de diversidad y factor de coincidencia [6].

- Demanda máxima: valor máximo en un periodo de tiempo definido (usualmente un año).
- Demanda mínima: valor mínimo en un periodo de tiempo determinado.
- Demanda media: relación entre la energía consumida en un periodo de tiempo y la duración del periodo. La demanda media se define como:

$$D_{med} = \frac{E}{T} = \frac{\int_0^T P(t)dt}{T} \quad (2.11)$$

- Factor de carga: relación entre la demanda media y la demanda máxima, medido en un intervalo de tiempo definido. El factor de carga varía entre un 12 % (consumos domiciliarios) y 100 % (por ejemplo, bombeo de agua).

$$f_c = \frac{D_{med}}{D_{max}} = \frac{E}{T \cdot D_{max}} = \frac{\int_0^T P(t)dt}{T \cdot D_{max}} \quad (2.12)$$

- Factor de demanda: razón entre la demanda máxima de uno o varios consumos y la potencia eléctrica instalada, durante un determinado periodo de tiempo. El factor de demanda mide la utilización real que se hace del equipo eléctrico instalado.

$$f_{dem} = \frac{D_{max}}{P_{inst}} \quad (2.13)$$

- Factor de diversidad: cociente entre la suma de las demandas máximas individuales y la demanda máxima conjunta.

$$f_{div} = \frac{\sum D_{i_{max}}}{D_{max}} \quad (2.14)$$

- Factor de coincidencia: corresponde al recíproco del factor de diversidad.

2.5. Algoritmos de optimización

2.5.1. Problema de optimización

En matemáticas, el concepto de optimización o programación matemática se refiere al estudio de problemas en los cuales se intenta minimizar o maximizar una función objetivo por una elección sistemática de valores para variables reales o enteras dentro de un conjunto permitido [26]. La función objetivo expresa el propósito principal del modelo de optimización. En el contexto de esta memoria, se busca minimizar el costo de operación de la micro-red.

Usualmente, un problema de optimización se representa por la expresión matemática de la Ecuación 2.15.

$$\begin{aligned} c^* &\triangleq \min_x f_0(x) \\ s.a & \\ f_i &= 0, \quad i=1, \dots, m \end{aligned} \quad (2.15)$$

donde

- x : vector de variables de decisión, $x \in R^n$.
- $f_0: R^n \rightarrow R$, función objetivo.

- $f_i: R^n \rightarrow R$, conjunto de restricciones.
- c^* : solución óptima.

Dentro de la formulación del problema de optimización las variables de decisión son esenciales. Sin ellas no se puede definir la función objetivo ni el conjunto de restricciones.

El problema de optimización puede ser clasificado en base al tipo de constantes, naturaleza de las variables de decisión, naturaleza de las variables determinísticas y según el número de funciones objetivo.

En base a la naturaleza de las ecuaciones para la función objetivo y las restricciones, los problemas de optimización pueden ser catalogados en lineales, no lineales o geométricos. Según los valores permitidos en las variables de decisión, un problema puede ser de programación entera o real. Por otro lado, es posible caracterizar el problema acorde al número de funciones objetivo, si existe solo una función el problema se denomina de objetivo simple, en caso contrario el problema es un problema de optimización multi-objetivo [26].

El núcleo de la memoria corresponde al modelo de optimización que se empleará para solucionar el problema de dimensionamiento de la micro-red. Debido a esto, se realiza una revisión bibliográfica de distintos algoritmos de optimización que se han empleado para solucionar este problema, es decir, este apartado constituye el estado del arte de este trabajo de título.

2.5.2. Algoritmos tradicionales

Optimización lineal

El método de programación lineal (LP¹²) fue desarrollado por Leonid Kantorovich y publicado el año 1939 [27]. Consiste básicamente en optimizar una función lineal sujeta a restricciones lineales. Este enfoque ha sido ampliamente usado para desarrollar múltiples problemas de optimización y en particular, para dimensionar sistemas de generación híbridos.

En [28], se emplea programación lineal para dimensionar los recursos energéticos de comunidades situadas en áreas remotas, es decir, sistemas aislados. El diseño debe minimizar el costo total anual, sujeto a condiciones de recursos y al perfil de demanda. Los recursos optimizados son biogás, radiación solar, viento y agua.

Una micro-red puede operar en forma aislada o en conjunto con la red. En [29] se utiliza optimización lineal para diseñar y analizar un sistema de generación híbrido que tiene como recursos energía solar y eólica. Cuando la demanda es mayor a los recursos renovables, el sistema aislado recurre al generador diésel como unidad de respaldo mientras que la micro-red que opera en forma conjunta con el resto del sistema eléctrico extrae energía de la red.

En [30], se utiliza el método de programación lineal en el ambiente GAMS¹³. La función

¹²Por sus sigla en inglés Linear Programming

¹³Por su sigla en inglés General Algebraic Modeling System

objetivo es la suma de los costos de capital más los costos de operación y mantenimiento. El modelo brinda la combinación óptima de generación solar, eólica, dispositivos de almacenamiento y potencia instalada del generador diésel.

Técnica de construcción gráfica

Es posible determinar el tamaño óptimo de un sistema de generación híbrido mediante construcción gráfica. En [31] se minimiza el costo de un sistema híbrido fotovoltaico/eólico aislado optimizando la generación solar y eólica, considerando el tamaño del banco baterías como una constante. En [32] también se minimiza el costo total del sistema, sin embargo, en este caso las variables manipuladas son el número de paneles solares y el tamaño del banco de baterías.

La técnica de construcción gráfica tiene como ventajas ser un método simple e ilustrativo. No obstante, actualmente no se emplea debido a que es un método poco flexible dado que acepta la manipulación solo de dos variables.

Trade-off

El método compensación/riesgo (trade-off/risk) optimiza funciones multi objetivo con incerteza. Es importante mencionar que este método no encuentra el óptimo sino que determina el mejor plan dentro de los escenarios analizados. Es útil cuando no es posible encontrar un plan que optimice todos los objetivos de forma simultánea [33].

En [34] se busca minimizar el costo de inversión y la probabilidad de pérdida de carga (LOLP¹⁴) para un sistema autónomo en base a recursos de generación renovable y baterías.

La ventaja de utilizar el enfoque trade-off es que permite optimizar dos funciones objetivo. Sin embargo, el algoritmo encuentra la mejor solución para los escenarios considerados, la cual no necesariamente corresponde al óptimo global del sistema.

2.5.3. Algoritmos nuevos

Las metodologías de dimensionamiento que emplean algoritmos de optimización tradicionales poseen limitaciones en relación a incorporar variables no lineales, optimizar más de una función objetivo, o considerar variables como el ángulo de inclinación de los paneles fotovoltaicos, la altura de instalación de las turbinas eólicas o el número de cargadores en los bancos de baterías. Estas limitaciones afectan directamente el resultado de la operación, aumentando la probabilidad de encontrar soluciones sub-óptimas.

¹⁴Por su sigla en inglés Loss of Load Probability

Algoritmo genético

El algoritmo genético (GA¹⁵) es un enfoque de búsqueda y optimización inspirado en principios biológicos, específicamente en la selección natural. El algoritmo repetidamente modifica una población de soluciones individuales. En cada iteración, la población evoluciona hacia la solución óptima.

En [35] se utiliza el GA para dimensionar el número óptimo de generadores eólicos, paneles fotovoltaicos, baterías y cargadores de baterías, junto con el ángulo de inclinación de los paneles y la altura de las turbinas eólicas. La función objetivo que se minimiza es el costo total del sistema.

El algoritmo encuentra la solución al problema de optimización en un tiempo aproximado de tres minutos. Al optimizar el problema mediante un programa de simulación que utiliza un algoritmo lineal, se obtienen los mismos resultados, pero con un tiempo de procesamiento de aproximadamente 20 horas para cada arreglo.

A partir de los resultados obtenidos en [35], la ventaja de utilizar el algoritmo genético en vez de algoritmos tradicionales radica en que se obtiene el óptimo global con relativa simplicidad computacional.

Optimización por enjambre de partículas

James Kennedy y Russell Eberhart publicaron el año 1995 el método de optimización por enjambre de partículas (PSO¹⁶). Para desarrollar el algoritmo, los autores se inspiraron en el movimiento coordinado de las bandadas y de los cardúmenes. El método consiste básicamente en ajustar las trayectorias de una población a través de un espacio problemático basado en la información de la mejor trayectoria previa de una partícula y de sus vecinos. El método es útil para optimizar funciones lineales continuas [36].

En [37] se emplea el método PSO para optimizar de forma simultánea tres funciones objetivo: el costo total del sistema, las emisiones de dióxido de carbono producidas por los generadores diésel y la probabilidad de pérdida de carga. Los recursos de generación de energía considerados en el estudio corresponden a paneles fotovoltaicos, turbinas eólicas, generadores diésel y dos sistemas de almacenamiento (baterías e hidrógeno). Los autores afirman que la ventaja de utilizar este algoritmo radica en la simplicidad de implementación en relación a otros algoritmo multi-objetivos y su eficiencia en cuanto a los recursos computacionales utilizados.

¹⁵Por su sigla en inglés Genetic Algorithm

¹⁶Por su sigla en inglés Particle Swarm Optimization

2.5.4. Comparación entre algoritmos de optimización

A partir de la revisión bibliográfica de los algoritmos de optimización que resuelven el problema de dimensionamiento de micro-redes, la Tabla 2.5 presenta una comparación de los distintos métodos. De acuerdo a las características consideradas, los mejores algoritmos son el método de programación lineal (LP), el algoritmo genético (GA) y la optimización por enjambre de partículas (PSO).

Característica	LP	Método gráfico	Trade-off	GA	PSO
Algoritmo simple	✓	✓	✓		
Encuentra óptimo	✓	✓		✓	✓
Múltiples tecnologías	✓			✓	✓
Flexibilidad	✓			✓	✓
Dos funciones objetivo				✓	✓
Problemas no lineales				✓	✓

Tabla 2.5: Cuadro comparativo entre algoritmos de optimización.

2.6. Normativa relevante

El objetivo específico número cuatro de la memoria consiste en aplicar la propuesta metodológica a un caso de estudio en Chile. En este sentido, la micro-red debe cumplir con el marco normativo chileno. A ojos del Sistema Eléctrico Nacional, la micro-red se comporta como un generador, por lo tanto es necesario revisar la normativa relacionada con el proceso de conexión y operación de la micro-red.

El espíritu de las micro-redes urbanas es abastecer a pequeños consumos para aumentar su calidad de producto y aprovechar los recursos de generación local. En este sentido, la potencia instalada de los recursos de generación de las micro-redes no debería superar los 9 MW. Según el marco normativo chileno, un generador de este tamaño corresponde a un pequeño medio de generación distribuida (PMGD).

2.6.1. Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación

La Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación [12] establece las bases tanto para el proceso de conexión como para las condiciones de operación de PMGD que se conecten al SD en baja tensión (BT).

La Norma establece en el artículo 5-15 que los PMGD sí pueden operar en isla dentro de la red de distribución siempre y cuando cuenten con la aprobación de la empresa distribuidora

correspondiente. Cuando un PMGD opere en modo isla, según el artículo 5-14 de la Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación, no podrá inyectar excedentes de energía al SD.

Si un interesado desea conectar un PMGD, debe comunicar su intención a la empresa distribuidora con copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustible (SEC) mediante formularios digitales. El proceso de conexión se encuentra se muestra en Figura 2.15.

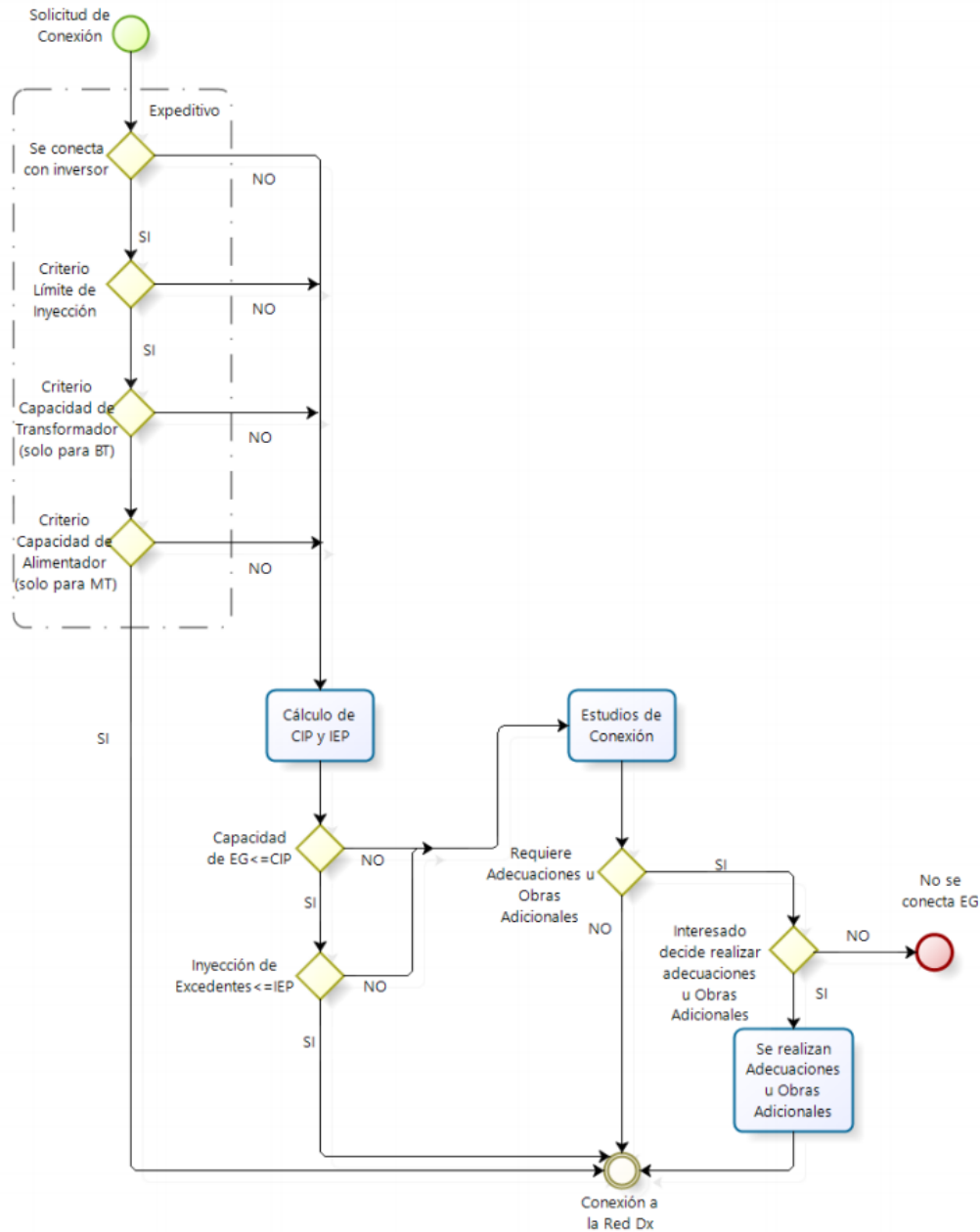


Figura 2.15: Procedimiento referencial de conexión [12].

La empresa distribuidora debe determinar si el PMGD cumple con las condiciones para conectarse mediante un proceso expeditivo. En caso de no verificar los criterios para dicho proceso, se deberán realizar los cálculos de capacidad instalada permitida (CPI) e inyección

de excedentes permitida (IEP). En caso que la capacidad del PMGD sea mayor a la CIP o que la inyección de excedentes del PMGD a la red sea mayor a la IEP, se deben realizar estudios de conexión, los cuales determinarán si se necesita realizar adecuaciones u obras adicionales a la red para poder conectar el PMGD [12]. Cabe mencionar que todos estudios y obras adicionales son cargo del interesado en conectar el equipo de generación.

Según el artículo 3-11 de la Norma [12], para que un PMGD cumpla con las condiciones de un proceso expeditivo se deben satisfacer los siguientes criterios de seguridad:

- El equipo de generación (EG) se conectará a través de inversores.
- Criterio de límite de inyección: la capacidad instalada del EG debe ser menor o igual a la capacidad del empalme y menor a 10 kW para BT y 30 kW para MT.
- Criterio de capacidad del transformador: la capacidad instalada del EG sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previsto a conectar, no deberá superar el 20 % de la capacidad del transformador al que se conecte. Sólo aplicable a conexiones en BT.
- Criterio de capacidad del alimentador: la capacidad instalada del EG sumada a la capacidad de otras instalaciones de generación conectadas o previstas a conectar, no deberá superar el 15 % de la capacidad nominal en la cabecera del alimentador al cual se conecte. Válido para conexiones en MT.

2.6.2. Normativa ambiental

La Ley N°19.300 establece las bases generales del medio ambiente. La normativa ambiental comprende las normas cuyo objetivo es asegurar la protección del medio ambiente, la preservación de la naturaleza y la conservación del patrimonio ambiental, e imponen una obligación o exigencia cuyo cumplimiento debe ser acreditado por el titular del proyecto o actividad durante el proceso de evaluación [38].

El organismo público encargado de contribuir al desarrollo sustentable, la preservación y conservación de los recursos naturales y la calidad de vida de los habitantes del país es el Servicio de Evaluación Ambiental (SEA), creado por la Ley N ° 20.417 durante el año 2010. El SEA lleva a cabo su misión por medio de la gestión del Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA), que posee como función dimensionar, evaluar y calificar ambientalmente un proyecto tanto en su diseño y ejecución [39].

El artículo 10 de la Ley N°19.300 define los proyectos o actividades susceptibles de causar impacto ambiental, dentro de ellas se encuentran las centrales generadoras de energía mayores a 3 MW. Si el impacto ambiental es significativo, se requerirá un estudio de impacto ambiental (EIA). En caso contrario, bastará con la elaboración de una declaración de impacto ambiental (DIA).

En caso de que la central sea menor a 3 MW, el proyecto puede catalogar como de impacto no significativo (INS) a la red, siendo necesaria sólo una carta de pertinencia dirigida a la Dirección del SEA regional. La Figura 2.16 presenta gráficamente el proceso de evaluación de impacto ambiental.

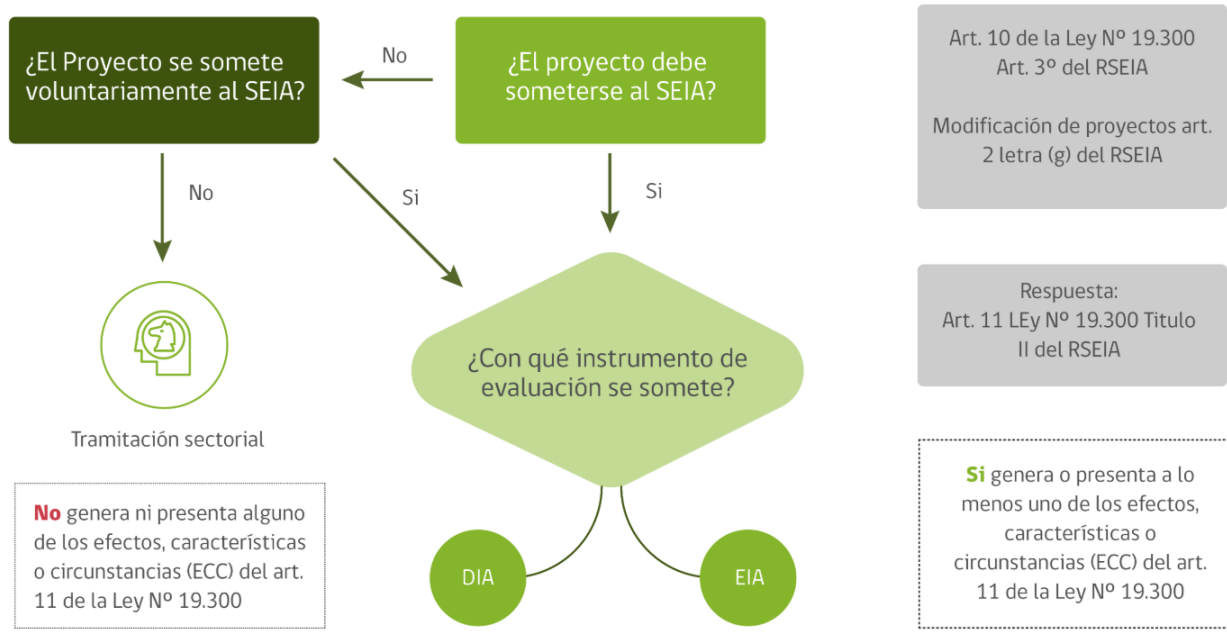


Figura 2.16: Proceso de evaluación de impacto ambiental [13].

2.7. Transferencias económicas en el mercado de generación del SEN

Una de las metas del trabajo consiste en aplicar el modelo propuesto a un caso de estudio en la ciudad de Santiago y efectuar una evaluación económica. Para cumplir este objetivo, es crucial comprender los costos e ingresos que perciben los generadores en el SEN.

2.7.1. Costos

Al desarrollar un proyecto de generación de energía eléctrica se identifican distintos tipos de costos. Una clasificación habitual los cataloga en costos de inversión, costos variables y costos fijos. A su vez, los valores de estos costos dependen del origen de la fuente de información considerada. Para efectos de esta memoria, se utilizan tres fuentes: “Informe de costos de tecnologías de información” [40] de la CNE, “Costos de generación renovable en 2019” [41] de IRENA y cotizaciones particulares.

Costos de inversión

Corresponden a aquellos costos en que es necesario incurrir antes de la puesta en servicio de la central generadora. Dentro de los costos de inversión comunes para todas las tecnologías de generación se encuentran: obras civiles y montajes, equipamientos eléctricos, interconexión

al sistema, gastos de gestión, entre otros [40].

La Tabla 2.6 muestra los costos de inversión promedio por tecnología de generación o almacenamiento.

Tecnología	CNE [USD/kW]	IRENA [USD/kW]	Cotización
Generadores gas natural	894	-	750 [USD/kW]
Solar fotovoltaica	871	995	700 [USD/kW]
Eólica	1.266	1.125	-
Baterías ion litio	-	-	725 [USD/kWh]

Tabla 2.6: Costos de inversión promedio por tipo de tecnología.

Costos variables

Como su nombre lo indica, los costos variables tienen relación directa con la producción de las unidades de generación. En el mercado eléctrico chileno, las empresas generadoras deben declarar sus costos variables para determinar el despacho óptimo, labor que realiza el CEN. En función de su dependencia al insumo primario, los costos variables se catalogan en costos variables combustibles y no combustibles.

Costos fijos de operación y mantenimiento

Se relacionan con los costos fijos necesarios para mantener en operación una unidad generadora. Estos son independientes del nivel de generación de energía de la misma. Entre otros, estos costos consideran: sueldos, contratos de mantenimiento, etc. [40]

La Tabla 2.7 representa costos de operación y mantenimiento referenciales por año acorde al tipo de tecnología.

Tecnología	CNE [% valor de inversión]	IRENA [USD/kW]
Motores gas natural	2 - 3	-
Solar fotovoltaica	1 - 2	10 - 18
Eólica	1 - 2	33 - 56
Baterías ion litio	1 - 2	-

Tabla 2.7: Costos de inversión promedio por tipo de tecnología.

2.7.2. Ingresos

A diferencia de los costos, los ingresos de los generadores dependen del marco regulatorio y del tipo de mercado del país a donde se emplazan. Chile posee un sistema mancomunidad

o tipo pool, el cual establece una estructura de mercado tal que productores y consumidores no entran en una relación comercial directa.

La mancomunidad, por medio de un mecanismo preestablecido, establece el precio de mercado de corto plazo de la electricidad (“clearing o spot price”) que es precio de cruce entre las curvas de oferta y demanda de ese mercado. Este precio resulta de la realización de un despacho económico centralizado por parte del operador del mercado (en Chile el CEN), basado en la entrega de costos o de ofertas de compra y venta por parte de los agentes involucrado [6].

En Chile, los generadores perciben ingresos por venta de energía y de potencia al sistema. A continuación se detallará cada tipo de remuneración.

Energía

Como se indicó anteriormente, el Coordinador Eléctrico Nacional determina el despacho de los generadores del SEN por orden de mérito, en virtud de su costo variable. En cuanto a los ingresos por concepto de energía que perciben estas centrales, el monto se calcula multiplicando la inyección horaria de la central por el costo marginal de la barra de inyección, es decir, la barra en la que se conecta al sistema.

Un caso particular lo constituyen los PMGD, los cuales acorde a la normativa vigente pueden elegir si sus inyecciones son valorizadas a costo marginal o a precio estabilizado. El Decreto N°101¹⁷ de 2015, que modifica el Decreto Supremo N°244 de 2005, que aprueba reglamento para medios de generación no convencionales y pequeños medios de generación establecidos en la Ley General de Servicios Eléctricos, en su artículo 41 establece que en cada balance de inyecciones y retiros, el CEN deberá valorizar las inyecciones de los PMGD que hayan optado por precio estabilizado según el precio de nudo de corto plazo de la energía o el precio de las barras troncales asociadas a la barra de la subestación de distribución primaria correspondiente a las inyecciones del PMGD, determinado semestralmente por la CNE en el decreto de precio de nudo de corto plazo, actualmente el Decreto 2T/2020 [42].

Potencia

Al igual que en el caso de la energía, los ingresos por concepto de potencia también se encuentran normados. El Decreto N°62 aprueba el reglamento de transferencias de potencia entre empresas generadoras establecidas en la Ley General de Servicios Eléctricos, estableciendo en su artículo 71 que el precio al cual serán valorizadas todas las inyecciones y retiros de potencia corresponderán al precio de nudo de la potencia en cada barra de transferencia del sistema [43].

Por otro lado, cada año el CEN reconoce la potencia de suficiencia que asignará a cada unidad generadora del SEN, la cual generalmente es inferior a su potencia nominal. Según

¹⁷Será derogado por el Decreto N°88, ingresado a Contraloría General de la República el 24 de junio de 2020 por el Ministerio de Energía

el artículo 7 del Decreto N°62, la potencia de suficiencia se asigna en función de la incertidumbre asociada a la disponibilidad del insumo principal de generación y la indisponibilidad forzada de la unidad generadora e instalaciones que la conecten al sistema de transmisión o distribución [43]. De esta forma, cada generador percibe un ingreso por potencia igual a la multiplicación de su potencia de suficiencia y el precio de nudo de potencia.

Capítulo 3

Metodología

En este capítulo se describe la metodología empleada para el dimensionamiento óptimo de la micro-red. La Figura 3.1 presenta un diagrama de flujo de la memoria. En primer lugar, se realiza una reducción de la resolución temporal de los distintos perfiles. Los perfiles representativos, junto a la información de las tecnologías, constituyen los datos de entrada al modelo de optimización. El modelo propuesto soluciona un problema de programación lineal-entera mixta, minimizando el costo de operación de la micro-red sujeto a un conjunto de restricciones lineales. Después de construir el modelo, se valida comparando su despacho eléctrico con el software Homer Pro. Luego de la validación, se aplica el modelo a un caso en Chile. Finalmente, se realiza la evaluación económica de la micro-red.

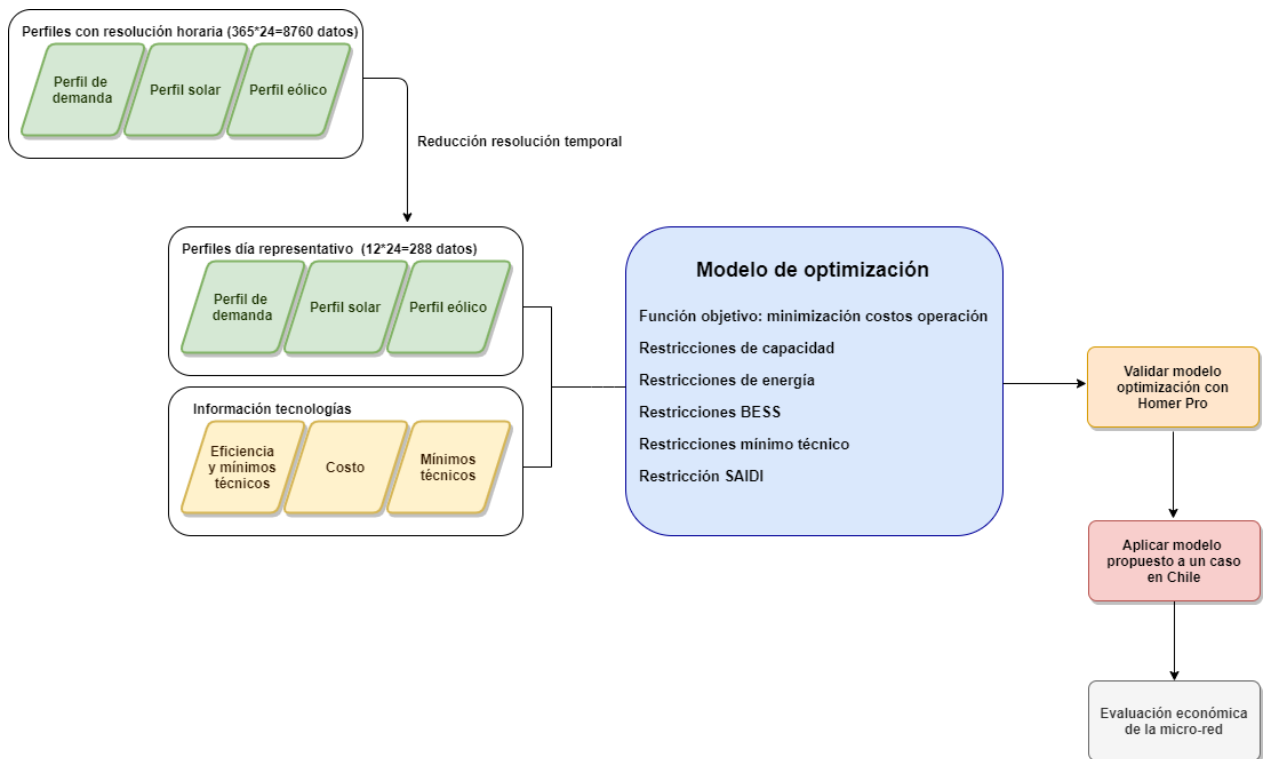


Figura 3.1: Metodología de trabajo.

3.1. Herramientas computacionales

3.1.1. Python

El espíritu del trabajo es elaborar una herramienta de libre acceso. En este sentido, el modelo de optimización se desarrolla en Python, lenguaje de programación gratuito y de código abierto ampliamente documentado.

En esta memoria, Python permite efectuar la reducción de la resolución temporal de los perfiles, manipular los datos de entrada y salida del modelo, automatizar las simulaciones e integrar diversas herramientas en una única plataforma.

3.1.2. Pyomo

Pyomo es un software de libre acceso que permite formular, solucionar y analizar modelos de optimización. Pyomo puede ser usado para definir problemas generales, crear escenarios específicos y resolver tales escenarios usando solvers comerciales o de libre acceso. Los objetos modelados en Pyomo se encuentran embebidos dentro de un lenguaje de alto nivel que proporciona un extenso conjunto de librerías. Estas características distinguen a Pyomo de otros lenguajes de modelación algebraica como AML, AIMMS y GAMS [44].

En cuanto a su versatilidad para resolver problemas de optimización, Pyomo es capaz de solucionar un amplio abanico de problemas, tales como: problemas lineales, cuadráticos, no lineales, lineales entero mixtos, lineales entero mixtos cuadráticos, lineales entero mixtos no lineales, estocásticos, programación binivel, entre otros [44].

Además, Pyomo es un software ampliamente utilizado a lo largo del mundo, tanto por estudiantes, investigaciones gubernamentales, universitarias, y proyectos de software. Entre las instituciones más reconocidas se encuentran: Universidad de Iowa, Imperial College London, Universidad de Washington, NREL¹, Laboratorio Nacional de Sandia, Dispa-SET, etc.[45]

3.1.3. Couenne

Couenne² es un algoritmo por ramificación y acotamiento (Branch and Bound) para resolver problemas de programación lineal entera mixta (MILP) de libre acceso. El desarrollo de Couenne comenzó en el año 2006 con una colaboración entre IBM³ y la Universidad de Carnegie Mellon.

El código fuente de Couenne se puede descargar en el repositorio de COIN-OR⁴ y en

¹Por su sigla en inglés National Renewable Energy Laboratory

²Por su sigla en inglés Convex Over and Under ENvelopes for Nonlinear Estimation

³Por su sigla en inglés International Business Machines Corporation

⁴Por su sigla en inglés Computational Infrastructure for Operations Research

GitHub, bajo la licencia de EPL⁵. Couenne utiliza paquetes de optimización de COIN-OR, tales como CBC, CLP, COIN-OR Bonmin, Interior Point OPTimizer (IPOPT), y también algunos paquetes fuera de este repositorio como BLAS⁶, MUMPS⁷, entre otros. En este trabajo se utiliza Couenne como solver de Pyomo, que a su vez se implementa en Python.

3.2. Perfiles de entrada

El modelo de optimización necesita como datos de entrada perfiles asociados la demanda de energía y a las fuentes de energía renovable. Con esta información, se determina el potencial de energía exportable y la demanda que es necesario abastecer en cada intervalo de tiempo.

Para efectos de esta memoria se simularán escenarios anuales con resolución horaria. No obstante, debido a la alta demanda de recursos computacionales requerida para simular 8.760 puntos, se consideran 12 días representativos, uno por cada mes del año. De esta forma, los perfiles cuentan con 288 datos.

Existen diversas formas de disminuir la resolución temporal de una serie, como por ejemplo: métodos de agrupamiento estadístico, selección heurística de días o semanas específicas, o reducir el número de elementos de la muestra [46]. Este trabajo utiliza como criterio para la selección de días representativos el día que posee la mínima distancia euclídeana con respecto al promedio. La distancia euclídeana entre dos puntos (x_i y x_j), de n dimensiones, se define matemáticamente por la Ecuación 3.1 [47].

$$d_{ij} = \sqrt{x_i - x_j} \quad (3.1)$$

Sin embargo, antes de aplicar la distancia euclídeana es necesario manipular los distintos perfiles con el objetivo de que sean comparables. Para esto, se realiza el siguiente procedimiento:

1. Se normaliza cada perfil.
2. Se asigna una relevancia a cada perfil con respecto a los escenarios de simulación. En este caso, se asignó un factor de 0,6 a la demanda, 0,3 al perfil solar y 0,1 a la generación eólica.
3. Se realiza una combinación lineal entre los puntos asociados al mismo intervalo.
4. Se determina el día promedio para cada mes.
5. Se calcula la distancia euclídeana entre cada punto y el promedio, seleccionando como día representativo aquel que disponga de la menor distancia euclídeana.

⁵Por su sigla en inglés Eclipse Public License

⁶Por su sigla en inglés Basic Linear Algebra Subprograms

⁷Por su sigla en inglés MULTifrontal Massively Parallel sparse direct Solver

3.2.1. Perfil solar

El perfil solar se obtiene del Explorador Solar [7], herramienta en línea que permite estimar el recurso solar en cualquier lugar del territorio chileno. Esta herramienta corresponde al resultado de una relación colaborativa entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ⁸) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile.

Para determinar la generación eléctrica fotovoltaica, el Explorador Solar necesita, entre otros datos, la capacidad instalada del arreglo fotovoltaico, el tipo de arreglo (fijo o con seguimiento solar), la inclinación y el azimut de la instalación y las pérdidas del sistema. La herramienta exporta como resultados los datos horarios de radiación incidente por unidad de superficie, con los cuales se determina la potencia que genera el panel fotovoltaico con ayuda de la Ecuación 2.3.

3.2.2. Perfil eólico

El perfil del recurso eólico se consigue desde el Explorador Eólico [8], iniciativa desarrollada por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, por encargo del Ministerio de Energía y del GIZ.

El Explorador Eólico es una herramienta de análisis que realiza simulaciones numéricas de las condiciones del viento. El Explorador efectúa las simulaciones en base al modelo WRF⁹, modelo ampliamente usado a lo largo del mundo para caracterizar el recurso eólico [8]. Al igual que el Explorador Solar, el Explorador Eólico entrega sus resultados con resolución horaria.

A partir del Explorador Eólico se obtiene el comportamiento de la velocidad del viento a una altura específica. Para determinar la potencia de salida de una turbina eólica en particular, se recurre a la librería windpowerlib [48], la cual proporciona un conjunto de funciones y clases en Python para calcular la potencia de salida de un amplio número de aerogeneradores comerciales.

3.2.3. Perfil de demanda

En el desarrollo de la memoria se utilizan dos perfiles de demanda. La información es de carácter público y se obtiene del visualizador de la plataforma IFC¹⁰ del CEN.

Un perfil se emplea para validar el modelo propuesto con el software Homer. En este caso, la demanda corresponde a un cliente libre perteneciente a la industria cementera de Chile que realiza corte de punta durante el segundo y tercer trimestre del año. Es decir, reduce

⁸Por su sigla en alemán Deutsche Gesellscha Internationale Zusammenarbeit

⁹Por su sigla en inglés Weather Research and Forecasting

¹⁰Por su sigla Información Física y Comercial

significativamente su consumo eléctrico entre las 18 y 22 horas de los meses comprendidos entre abril y septiembre.

Por otro lado, en el caso de estudio se analiza la demanda de un cliente de la industria farmacéutica de Chile que posee un consumo intensivo de energía eléctrica y no realiza corte de punta.

Con el objetivo de reflejar el SAIDI, se impone que durante la hora número 25 del perfil con 288 datos la red de distribución no se encuentra disponible para abastecer la demanda eléctrica. Es importante recordar que una hora del modelo propuesto equivale a aproximadamente 30 horas de los perfiles con resolución horaria. De esta forma, la red de distribución utilizada en el caso de estudio posee un SAIDI de 30 horas al año.

La idea de utilizar la hora número 25 como el periodo de indisponibilidad de la red de distribución radica en que representa la primera hora del día del segundo mes del año, que corresponde a un periodo de ausencia de radiación solar, y por lo tanto simboliza una especie de peor caso.

3.3. Formulación del modelo de optimización

Acorde a la naturaleza del problema de optimización, se resolvió un problema de programación lineal entera mixta (MILP¹¹). Debido a esto, el modelo presenta restricciones lineales: restricciones de capacidad, balance de energía por nodo y estado de carga de las baterías; y restricciones con dominio discreto, como la caracterización del mínimo técnico de las unidades térmicas y la restricción del SAIDI para la confiabilidad del sistema.

3.3.1. Restricciones de capacidad

Las restricciones de capacidad buscan modelar la potencia máxima de las unidades de generación, las baterías y la red de distribución. En las unidades de generación, esta restricción se relaciona directamente con la disponibilidad del recurso primario, por ejemplo, la capacidad del recurso solar en horas de no sol será cero. Además de la disponibilidad del recurso primario, la capacidad de generación depende del espacio físico disponible en el caso de la generación eólica y solar fotovoltaica, del límite de emisiones de material particulado en el caso de las unidades térmicas, y de las características de la batería. Matemáticamente, esta restricción se define en la Ecuación 3.2.

$$0 \leq P_{K,t} \leq P_{K,t}^{max} \quad (3.2)$$

donde:

¹¹Por su sigla en inglés Mixed Integer Linear Programming

- $P_{K,t}$: potencia del generador K en el intervalo t.
- $P_{K,t}^{max}$: potencia máxima a exportar del generador K en el intervalo t.

3.3.2. Restricciones de energía

Para satisfacer las leyes de Kirchhoff, es necesario que la demanda de energía sea igual a la generación en cada nodo del modelo, representado por la Figura 3.2. Las restricciones de energía se encargan de asegurar que se produzca este balance en cada uno de los tres nodos.

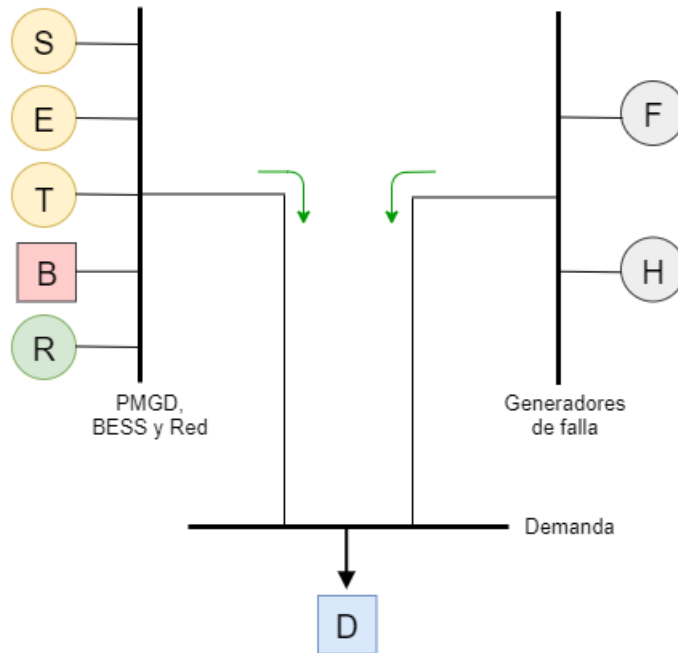


Figura 3.2: Nodos del modelo de optimización.

A pesar de que no se modelarán las pérdidas de energía en las líneas de transmisión, se modela el sistema con tres nodos para impedir que se produzca la carga de la batería o inyecciones a la red de distribución con energía ficticia que fue agregada por motivos de convergencia bajo situaciones extremas.

En el nodo “PMGD, BESS y Red” se sitúan los generadores asociados a las tecnologías de generación que son consideradas en el modelo, es decir, el generador térmico (T), solar (S) y eólico (E). Además, este nodo contiene un generador que simula la red de distribución (R) y otro que representa la batería (B) puesto que la micro-red es capaz de inyectar o retirar energía de la red y del sistema de almacenamiento.

El nodo “Demanda”, como su nombre lo indica, corresponde al punto donde se encuentra la demanda (D). En cada instante, el modelo debe ser capaz de abastecer el consumo de energía eléctrica.

Finalmente, el nodo “Generadores de falla” contiene generadores virtuales que permiten que el modelo converja en situaciones de infactibilidad. Si el modelo utiliza el generador

de falla (F), implica que no se pudo abastecer la demanda con las unidades de generación disponibles y se incrementará el SAIDI. Una vez el límite de horas impuesto por el SAIDI es alcanzado, se recurre al generador del holgura (H). De no existir el generador de holgura, el problema de optimización no convergería si el SAIDI máximo permitido es superado. Es importante mencionar que el modelo utiliza en primera instancia el generador F debido a que posee un costo de operación inferior al generador H.

La Ecuación 3.5 representa el balance de energía en el nodo “Demanda”, mientras que las Ecuaciones 3.3 y 3.4 imponen que el flujo por las líneas de transmisión sea unidireccional y se dirija a abastecer la demanda.

$$0 \leq P_{S,t} + P_{T,t} \cdot m_t + P_{E,t} + P_{R,t} \cdot (r_t - i_t) - B_{C,t} + B_{D,t} \quad (3.3)$$

$$0 \leq P_{F,t} \cdot b_t + P_{H,t} \quad (3.4)$$

$$D_t = P_{S,t} + P_{T,t} \cdot m_t + P_{E,t} + P_{R,t} \cdot (r_t - i_t) - B_{C,t} + B_{D,t} + P_{F,t} \cdot b_t + P_{H,t} \quad (3.5)$$

donde:

- $P_{S,t}$: potencia generador solar S en el intervalo t.
- $P_{T,t}$: potencia generador térmico T en el intervalo t.
- m_t : variable binaria relacionada al mínimo técnico del generador térmico en el intervalo t. Toma un valor de uno cuando la unidad térmica opera y cero cuando no es despachada.
- $P_{E,t}$: potencia generador eólico E en el intervalo t.
- $P_{R,t}$: módulo de la potencia inyectada o retirada de la red de distribución, en el periodo t.
- r_t : variable binaria asociada a la potencia retirada desde la red en el intervalo t. Toma un valor igual a uno si se retira potencia desde la red y cero en caso contrario.
- i_t : variable binaria asociada a la potencia inyectada a la red de distribución en el intervalo t. Toma un valor igual a uno si se inyecta potencia a la red y cero en caso contrario.
- $B_{C,t}$: potencia de carga de la batería en el instante t.
- $B_{D,t}$: potencia de descarga de la batería en el instante t.
- D_t : potencia demandada por el consumo de la micro-red en el periodo t.
- $P_{F,t}$: potencia del generador de falla F en el intervalo t.
- b_t : variable binaria para representar si se abastece la demanda en el intervalo t. Toma un valor igual a cero si no se incrementa el SAIDI y un valor de uno si es que es necesario despachar el generador de falla.
- $P_{H,t}$: potencia del generador de holgura H en el intervalo t.

Dado que la micro-red no puede inyectar y retirar energía de la red en el mismo instante, el modelo de optimización incorpora una restricción sobre las variables binarias relacionadas con esta condición de operación. La Ecuación 3.6 muestra la representación matemática de esta condición.

$$r_t + i_t = 1 \quad (3.6)$$

3.3.3. Restricciones de baterías (BESS)

Como se mencionó en el Capítulo 2, el modelo matemático asociado con la gestión de la energía almacenada en la batería en cada intervalo de la simulación se inspira en el trabajo de investigación de David Pozo, Javier Contreras y Enzo Sauma [25]. Además, se emplea una restricción que busca limitar la energía máxima que puede almacenar la batería en cada instante de tiempo.

$$B_{E,t} \leq B_{nom} \quad (3.7)$$

$$0 = B_{E,0} \quad (3.8)$$

$$0 = B_{D,0} \quad (3.9)$$

$$B_{E,t} = B_{E,t-1} + \left(\eta \cdot B_{C,t} - \frac{B_{D,t}}{\eta} \right) \quad (3.10)$$

donde:

- B_{nom} : capacidad nominal de la batería.
- $B_{E,t}$: energía almacenada en la batería en el instante t.
- η : eficiencia de carga o descarga de la batería.

3.3.4. Restricciones mínimo técnico

Las restricciones de mínimo técnico ayudan a modelar el comportamiento de los generadores térmicos, los cuales no pueden operar bajo un umbral, usualmente entre un 10 y un 25 % de su capacidad nominal. Matemáticamente, estas restricciones se representan por la Ecuación 3.11.

$$M_{tec,T} \cdot P_{T,nom} \leq P_{T,t} \cdot m_t \quad (3.11)$$

donde,

- $M_{tec,T}$: porcentaje mínimo técnico del generador térmico T.
- $P_{T,nom}$: potencia nominal del generador térmico T.
- $P_{T,t}$: potencia del generador T en el intervalo t.
- m_t : variable binaria asociada al mínimo técnico en el intervalo t.

En cada instante, la potencia del generador térmico se escala por una variable binaria que toma valores cero o uno. Esta variable permite que en aquellos periodos que el generador no es requerido la potencia del generador sea nula (variable binaria igual a cero) y cuando opere su potencia esté dentro de su rango de operación delimitado por su mínimo técnico y potencia nominal.

3.3.5. Restricción SAIDI

Cuando la suma de la potencia a exportar de los generadores, la batería y la red no pueden abastecer la demanda, los generadores virtuales (falla y holgura) permiten que el problema de optimización converja. Es decir, los intervalos en que los generadores virtuales son utilizados corresponden a intervalos en los cuales la demanda quedó sin suministro eléctrico, incrementando el SAIDI.

Se dispone de dos generadores virtuales con el objetivo de imponer determinado nivel de resiliencia de la red de distribución. Esto se representa en el modelo de optimización por medio de una variable binaria que se multiplica por la potencia del generador de falla, para cada intervalo de tiempo. La idea es que la suma de las variables binarias no sea mayor al número de horas que se desea obtener de SAIDI. Cuando el número de horas se alcanza, se emplea el generador de holgura, lo cual permite concluir que se superó el SAIDI deseado. Esta restricción viene dada por la Ecuación 3.12.

$$\sum_{t=1}^{\text{horas}} b_t \leq \text{SAIDI} \quad (3.12)$$

3.3.6. Función objetivo

El modelo busca minimizar el costo de operación de la micro-red. En este sentido, la función objetivo será la sumatoria de la potencia despachada por cada generador por su costo, para cada intervalo de tiempo. Matemáticamente, la función objetivo se representa por la Ecuación 3.13.

$$\min \sum_{t=1}^{288} (C_S \cdot P_{S,t} + C_T \cdot P_{T,t} \cdot m_t + C_E \cdot P_{E,t} + P_{R,t} (C_{R,r} \cdot r_t - C_{R,i} \cdot i_t) + C_F \cdot P_{F,t} \cdot b_t + C_H \cdot P_{H,t}) \quad (3.13)$$

donde,

- C_S : costo de generación solar S.
- $P_{S,t}$: potencia generador solar S en el intervalo t.
- C_T : costo del generador térmico T.
- $P_{T,t}$: potencia generador térmico T en el intervalo t.

- m_t : variable binaria relacionada al mínimo técnico del generador térmico en el intervalo t . Toma un valor de uno cuando la unidad térmica opera y cero cuando no es despachada.
- C_E : costo de generación eólica E.
- $P_{E,t}$: potencia generador eólico E en el intervalo t .
- $C_{R,r}$: costo de la energía de la red.
- $C_{R,i}$: valorización de la energía inyectada al sistema de distribución.
- $P_{R,t}$: módulo de la potencia inyectada o retirada de la red de distribución, en el periodo t .
- r_t : variable binaria asociada a la potencia retirada desde la red en el intervalo t . Toma un valor igual a uno si se retira potencia desde la red y cero en caso contrario.
- i_t : variable binaria asociada a la potencia inyectada a la red de distribución en el intervalo t . Toma un valor igual a uno si se inyecta potencia a la red y cero en caso contrario.
- C_F : costo del generador de falla F.
- $P_{F,t}$: potencia del generador de falla F en el intervalo t .
- b_t : variable binaria para representar si se abastece la demanda en el intervalo t . Toma un valor igual a cero si no se incrementa el SAIDI y un valor de uno si es que es necesario despachar el generador de falla.
- C_H : costo del generador de holgura H.
- $P_{H,t}$: potencia del generador de holgura H en el intervalo t .

Se considera que las fuentes renovables no convencionales (sol y viento) poseen un costo de generación cercano pero distinto de cero, y también distinto entre sí, para evitar problemas de convergencia del modelo.

Por otro lado, se tiene como supuesto que las unidades de generación y las baterías no poseen un costo asociado a la degradación de sus componentes en el transcurso de su vida útil. Además, se considera que el único costo de las baterías es su costo de inversión, valor que se incluirá en el análisis luego de obtener costo de operación del escenario.

No se considera un costo de reemplazo en las unidades de generación porque los paneles solares, el generador térmico y los aerogeneradores poseen una vida útil igual o superior al horizonte de la evaluación económica. En relación a las baterías, su vida útil depende directamente de los ciclos de carga/descarga. Según [49], si las baterías de ion litio ciclan con una profundidad de descarga (DoD¹²) de un 90 %, manifiestan una vida útil de aproximadamente 1.400 ciclos. En consecuencia, en el caso de las baterías de ion litio se incorpora un costo de reemplazo igual al costo de inversión a los 1.400 ciclos.

¹²Por su sigla en inglés Deep of Discharge

3.4. Validación del modelo de optimización

La validación del modelo de optimización propuesto se realizará con el software comercial Homer Pro, programa diseñado para optimizar micro-redes. Para llevar a cabo la validación, es importante simular bajo las mismas condiciones.

El primer factor a considerar es el número de datos. El modelo de optimización desarrollado posee perfiles de 288 datos, mientras que Homer trabaja con 8.760. Debido a esto, se repite el perfil diario del modelo durante todos los días del mes y posteriormente este perfil es cargado a Homer. Este procedimiento se realiza para la demanda eléctrica, radiación solar, temperatura y velocidad del viento.

Luego, se selecciona la opción que permite que el controlador de Homer siga la demanda y se homologan algunos parámetros, tales como: capacidad nominal, costos de generación, costos de inversión, costos de reemplazo, vida útil, eficiencia, mínimos técnicos, límite de emisiones, porcentaje de demanda no suministrada permitido, eficiencia, máxima penetración renovable, entre otros.

Finalmente, para comparar el resultado de Homer y el modelo propuesto se utilizan dos criterios: que ambos resultados utilicen el mismo pool de tecnologías y que la generación total por tecnología tenga la misma relevancia, es decir, si en Homer la generación térmica es la que presenta un porcentaje más alto, que en el modelo no sea distinto.

3.5. Escenarios de simulación

3.5.1. Escenarios de validación

Para certificar el modelo de optimización se usan dos escenarios con el objetivo de validar el modelo de los generadores y posteriormente incorporar el sistema de almacenamiento en el análisis. De esta forma, el primer escenario de validación satisface la demanda por medio de generación térmica y generación solar, en cambio el segundo caso posee las mismas unidades de generación pero añade baterías de ion litio. La Tabla 3.1 sintetiza las tecnologías consideradas en cada simulación.

Escenario	Gen. Térmica	Gen. Solar	Batería
Térmico + PV	✓	✓	✗
Térmico + PV + BESS	✓	✓	✓

Tabla 3.1: Escenarios de simulación para validación del modelo.

3.5.2. Escenarios de caso de estudio

Una vez efectuada la validación del modelo, se simulan distintos escenarios. El espíritu del trabajo es representar un caso real con los recursos de generación de la ciudad de Santiago de Chile. En este sentido, en todos los escenarios se considerará como recurso la posibilidad de inyectar y retirar energía desde la red de distribución.

Además, por cada escenario se realizarán 15 simulaciones con distintos tamaños de generación. La Tabla 3.2 presenta las tecnologías de generación consideradas en cada escenario.

Escenario	Red	Gen. Térmica	Gen. Solar	Batería	Gen. Eólica
Caso base	✓	✗	✗	✗	✗
Caso base + T	✓	✓	✗	✗	✗
Caso base + E + T	✓	✓	✗	✗	✓
Caso base + PV + T	✓	✓	✓	✗	✗
Caso base + PV + BESS	✓	✗	✓	✓	✗
Caso full renewable	✓	✗	✓	✓	✓

Tabla 3.2: Escenarios de simulación para caso de estudio.

Capítulo 4

Resultados

El presente capítulo expone los resultados de aplicar la metodología definida en el apartado anterior. En primer lugar, se presenta la validación del modelo propuesto, especificando el perfil de demanda utilizado y los resultados comparativos con el software comercial Homer Pro. Luego, se analiza el despacho eléctrico de cada escenario considerados en la metodología. Finalmente, se realiza una evaluación económica para cada caso.

4.1. Validación del modelo

4.1.1. Perfil de demanda

Al reducir la resolución temporal de los perfiles horarios, se obtienen 12 días representativos, los cuales se presentan en la Tabla 4.1.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Día	14-ene	9-feb	25-mar	5-abr	8-may	4-jun	19-jul	12-ago	24-sep	6-oct	8-nov	21-dic

Tabla 4.1: Días representativos para validación.

La Figura 4.1 muestra la demanda de energía horaria acumulada para cada trimestre del año. El perfil de demanda obtenido es un perfil de consumo plano, con excepción del segundo y tercer trimestre entre las 18 y 22 horas, donde el consumo es mínimo. Este perfil corresponde a un perfil típico de un cliente libre con intensivo consumo de energía que realiza corte de punta entre los meses de abril y septiembre, es decir, reduce su consumo o bien abastece su requerimiento energético con fuentes de generación interna, con el objetivo de cancelar un menor cargo por concepto de potencia.

A partir de la Figura 4.1, se aprecia que la demanda de energía horaria trimestral, en horas fuera de punta, es aproximadamente 7 MWh. El perfil de demanda horario (y de los demás recursos utilizados en el modelo), se encuentra en el Anexo A.

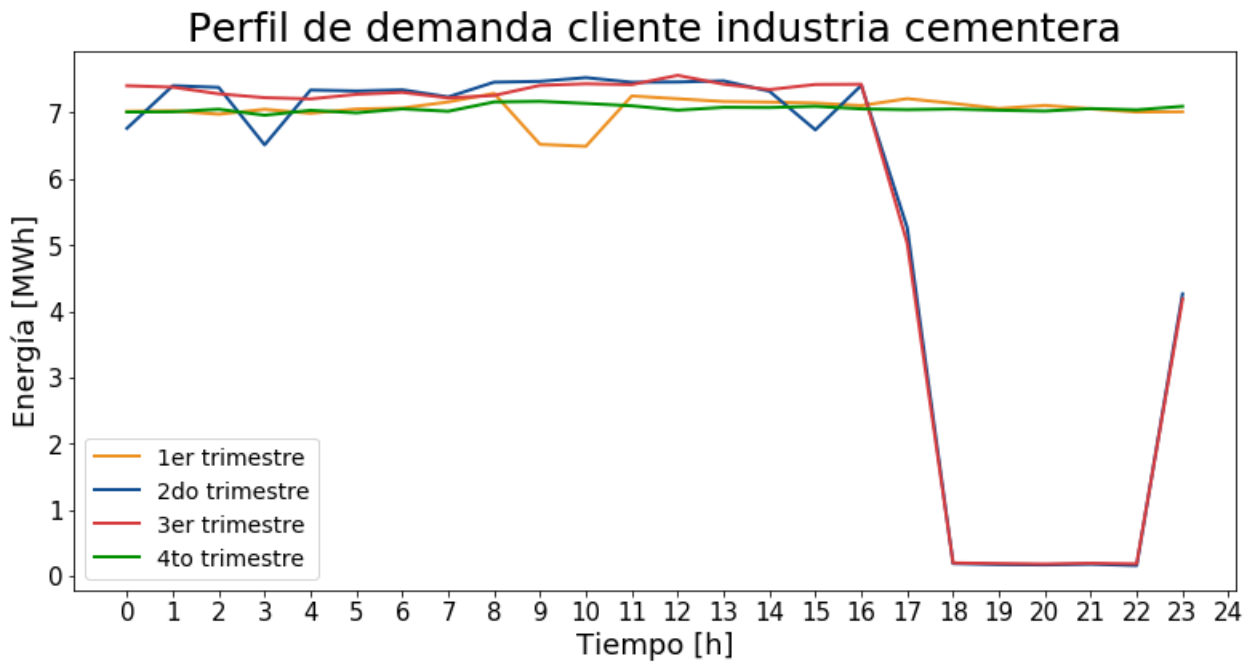


Figura 4.1: Perfil de demanda representativo utilizado en la validación del modelo, cliente libre industria cementera.

La elección del día representativo se efectuó en base a la distancia euclídeana mínima, es decir, el día más semejante al día promedio. No se utilizó el promedio simple debido a que no constituía un escenario real. La Figura 4.2 presenta los valores máximos, promedios y mínimos de este parámetro para cada mes del año, donde el promedio de los valores mínimos es de 0,40, un 27% del promedio de los valores máximos.

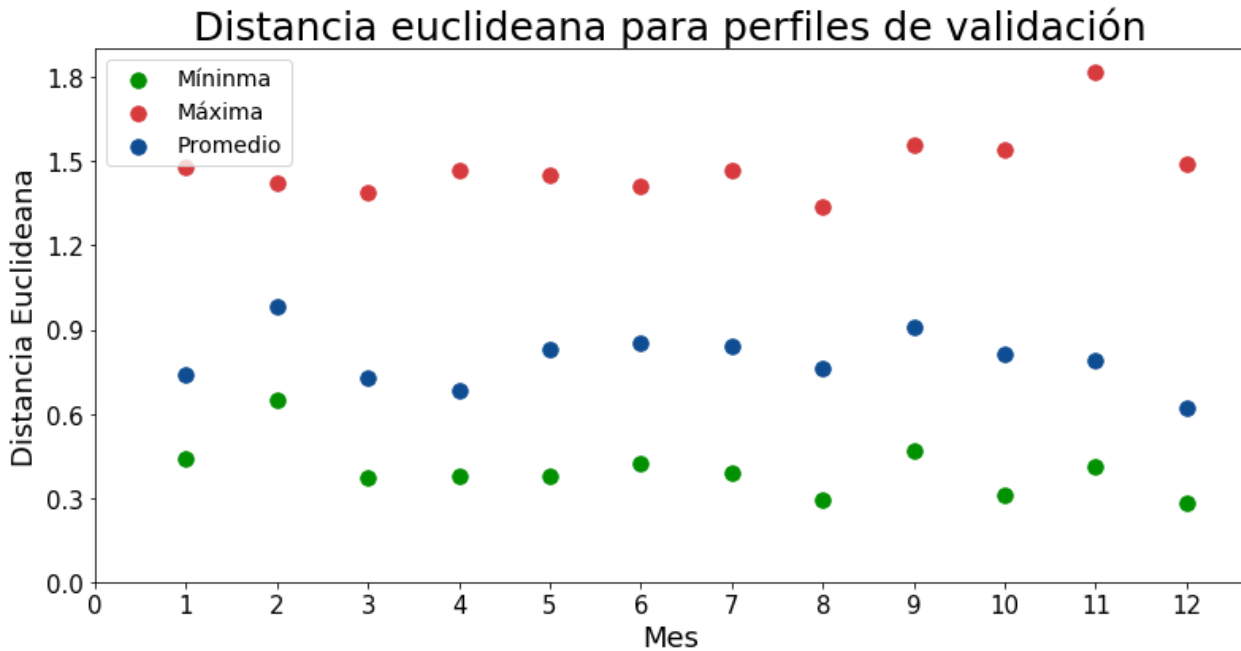


Figura 4.2: Distancia euclídeana del perfil utilizado en la validación del modelo.

4.1.2. Validación escenario: térmico + PV

El primer escenario considerado para la validación del modelo fue el escenario con generación térmica y 3 MW de potencia instalada de generación solar fotovoltaica. La Tabla 4.2 presenta los resultados comparativos entre el despacho eléctrico del modelo y de Homer.

A partir de la Tabla 4.2 se aprecia que el porcentaje de error, en todos los parámetros de energía y potencia considerados, es inferior al 2%. En ambos despachos, predomina la generación térmica, abasteciendo aproximadamente un 96% de la demanda anual.

Generación	Criterio	Homer	Modelo	Diferencia [%]
Térmica	Energía total [kWh/año]	17.652.374	17.647.522	0,03
	Energía promedio [kWh/día]	2.015	2.014	0,05
	Potencia máxima [kW]	2.531	2.531	0,00
	Potencia mínima [kW]	5	0	-
Solar	Energía total [kWh/año]	653.767	665.771	1,84
	Energía promedio [kWh/día]	1.791	1.824	1,84
	Potencia promedio [kW]	75	76	1,33

Tabla 4.2: Validación modelo escenario térmico + PV.

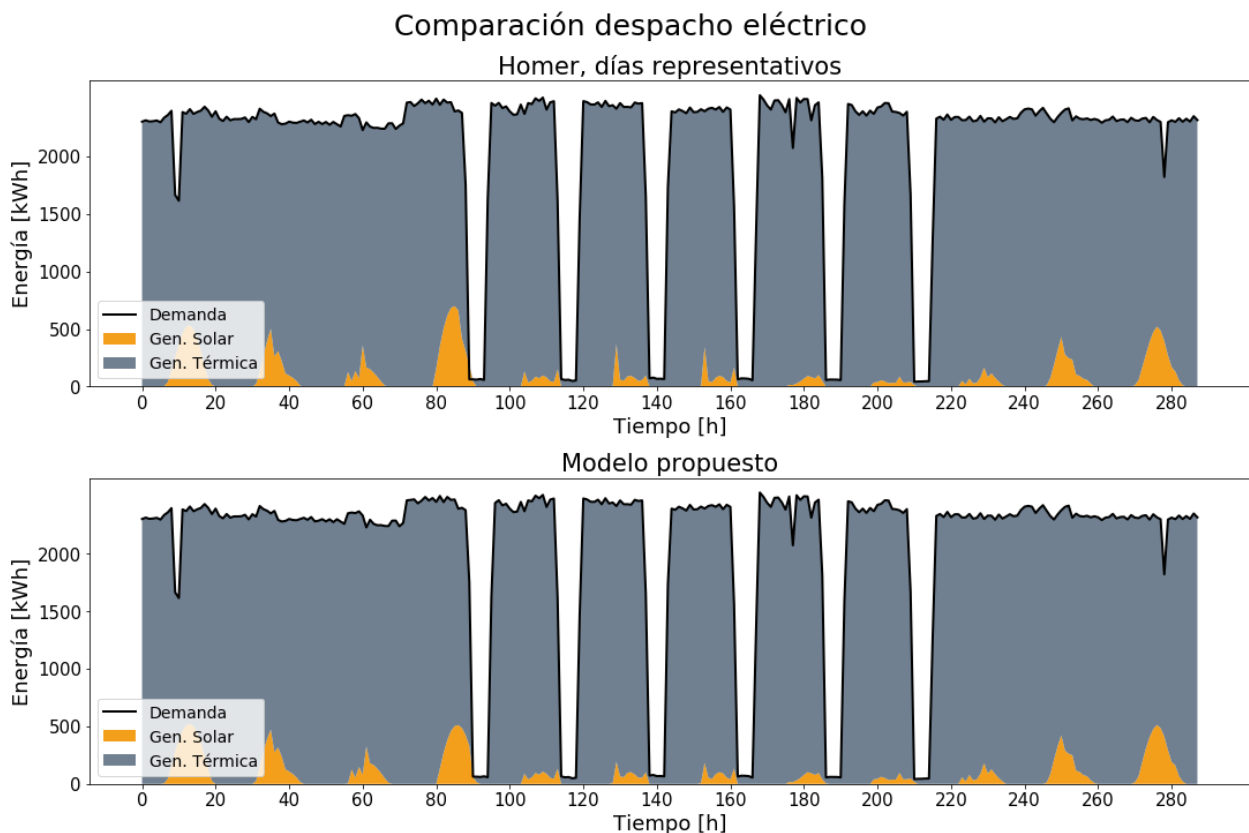


Figura 4.3: Validación del modelo propuesto en términos de despacho eléctrico, caso con generación térmica y solar.

La Figura 4.3 compara gráficamente el despacho eléctrico del modelo de optimización con el despacho de Homer. Dado que Homer exporta el resultado anual con resolución horaria, se grafican aquellos puntos asociados a los días representativos mencionados en la Tabla 4.1.

Al analizar la Figura 4.3 se evidencia la misma tendencia de generación, es decir, tanto en el despacho del modelo como en el de Homer la generación térmica complementa a la generación solar hasta abastecer la demanda en cada instante de tiempo. Además, en ambos casos la generación solar es inferior en los meses de invierno en comparación a las demás estaciones del año.

4.1.3. Validación escenario: térmico + PV + BESS

El segundo escenario de validación incluye a las baterías y eleva a 5 MW la potencia instalada de paneles solares. Dado que Homer únicamente utiliza el sistema de almacenamiento en abril y septiembre (meses en los cuales existe excedente de generación solar), se decide simular el modelo con resolución horaria durante la primera semana del mes de abril.

La Tabla 4.3 sintetiza los resultados obtenidos en los parámetros analizados. Al igual que en el caso anterior, el error porcentual de todos los parámetros estudiados es inferior al 2 %, lo que indica que el despacho del modelo de optimización propuesto es congruente con el despacho eléctrico del software Homer.

En cuanto a los porcentajes de generación de cada tecnología, la generación térmica es predominante en el despacho eléctrico, contribuyendo con un 84 %. Este resultado es coherente con el aumento de la capacidad instalada de generación solar.

Para estudiar la utilización de la batería comúnmente se analiza el throughput, cantidad de energía que cicla por la batería en un tiempo determinado. En este caso, el throughput del modelo es similar a Homer, existiendo un error porcentual solo de un 0,08 %.

Generación	Criterio	Homer	Modelo	Diferencia [%]
Térmica	Energía total [kWh/año]	275.207	275.178	0,01
	Energía promedio [kWh/día]	1.638	1.638	0,00
	Potencia máxima [kW]	2.502	2.502	0,00
	Potencia mínima [kW]	0	0	0,00
Solar	Energía total [kWh/año]	52.519	51.693	1,57
	Energía promedio [kWh/día]	7.503	7.385	1,57
	Potencia promedio [kW]	313	308	1,60
Batería	Carga [kWh/año]	632	632	0,00
	Descarga [kWh/año]	569	570	0,18
	Throughput [kWh/año]	1.202	1.203	0,08

Tabla 4.3: Validación modelo escenario térmico + PV + BESS.

La Figura 4.4 muestra los resultados del comportamiento del despacho de las distintas

tecnologías de generación consideradas en el transcurso de la semana. En la gráfica, los valores negativos del sistema de almacenamiento indican que la batería se encuentra en estado de carga, situación que se produce en instantes en que la generación solar supera a la demanda.

De la misma forma que la validación del escenario térmico más fotovoltaico, la generación térmica corresponde al suplemento de la generación solar hasta alcanzar la demanda de energía eléctrica en cada intervalo de tiempo.

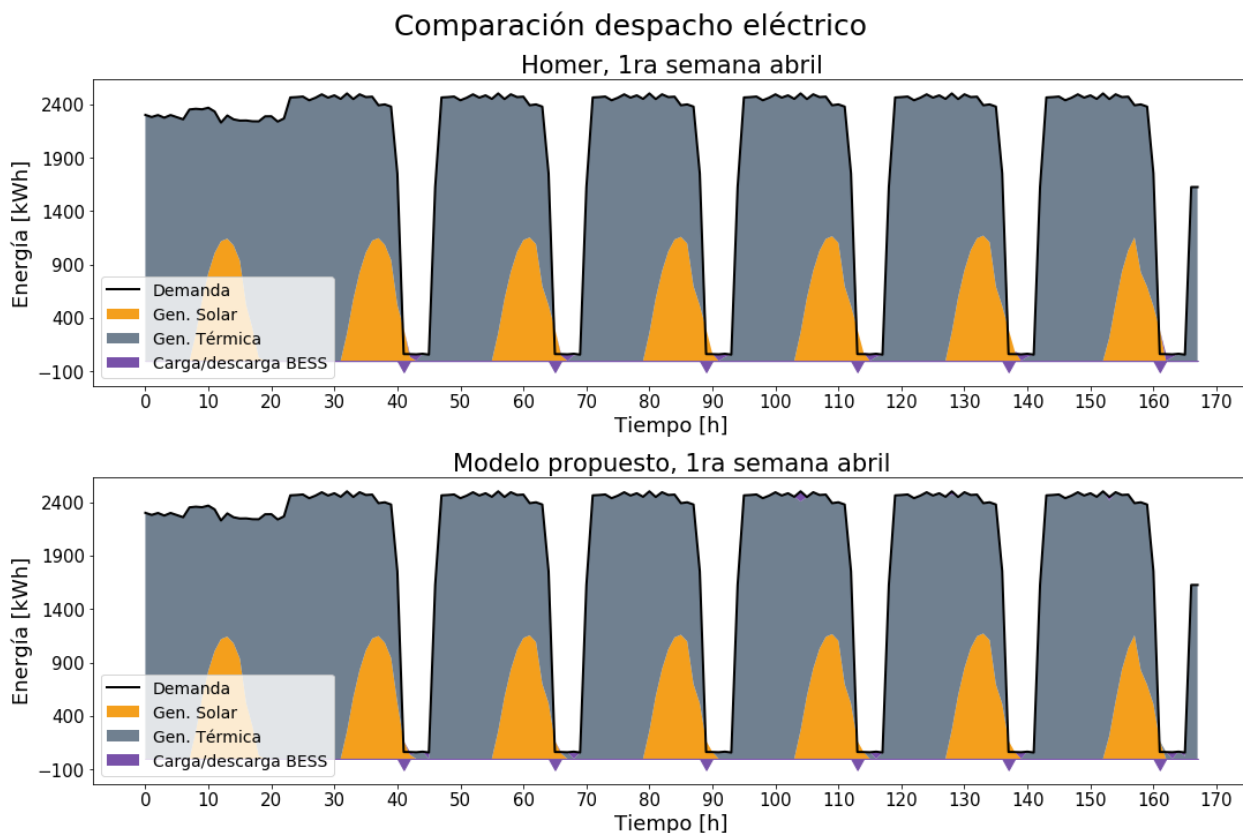


Figura 4.4: Validación del modelo propuesto en cuanto a despacho eléctrico, caso con generación térmica, solar y BESS.

Debido al orden de magnitud de la batería con respecto a las demás fuentes de generación, no se aprecia en detalle en el despacho eléctrico el comportamiento del sistema de almacenamiento. La Figura 4.5 expone la evolución de la energía almacenada en la batería y su estado de carga/descarga.

Es interesante notar que a pesar de que el throughput de la batería del modelo y de Homer es prácticamente el mismo, el uso de la energía se produce en distintos instantes de la simulación. Como se mencionó anteriormente, se carga la batería cuando la generación solar es mayor al requerimiento de energía, sin embargo, el proceso de descarga se realiza en momentos distintos en cada simulación, como se puede apreciar en la Figura 4.5. Esto se explica porque el modelo propuesto no incorpora restricciones que fomenten el ciclaje diario de la batería o restricciones que modelen el comportamiento de descarga de la misma.

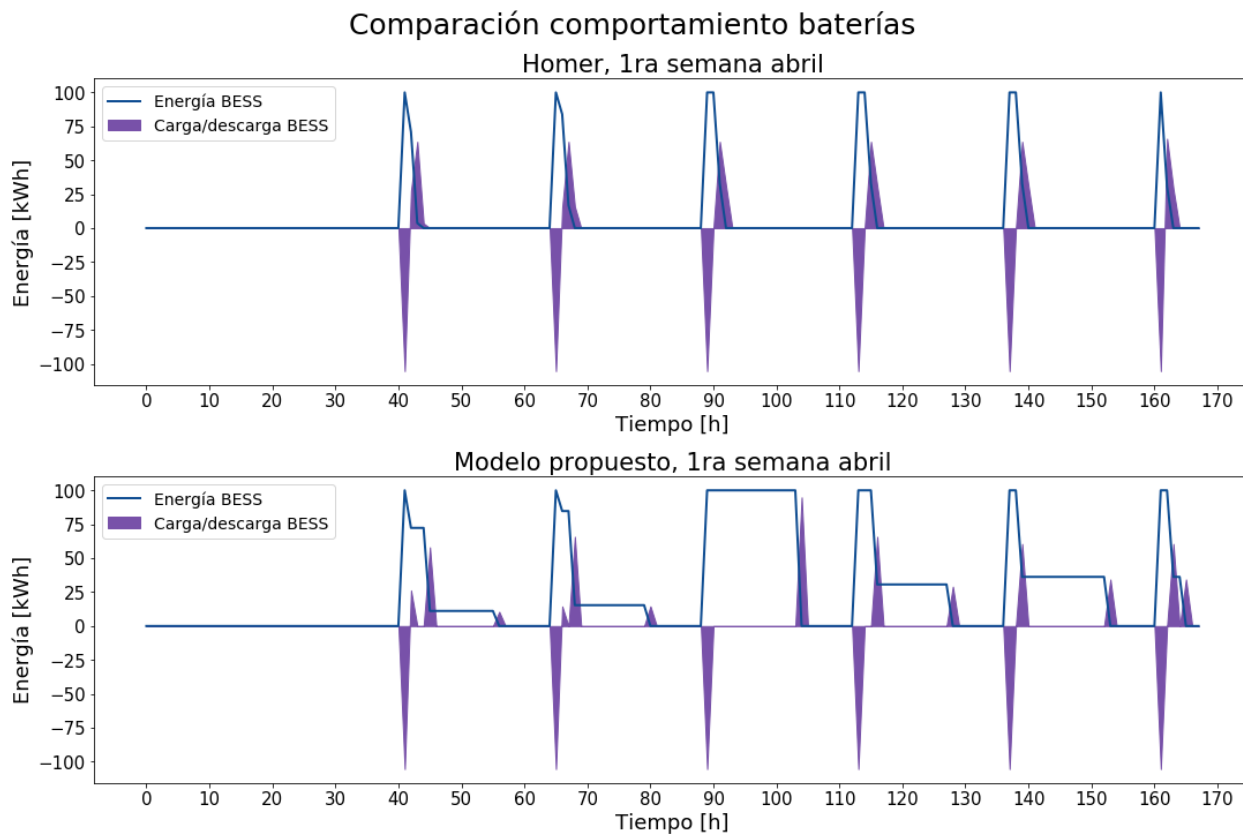


Figura 4.5: Validación del modelo en relación al comportamiento la batería, cado con generación térmica, solar y BESS.

4.2. Escenarios

Esta sección sintetiza y compara los resultados obtenidos en las simulaciones de los casos especificados en la Tabla 3.2 de la metodología. En cada caso, se efectuaron 15 simulaciones, y se seleccionó la simulación con el menor costo total.

4.2.1. Perfil de demanda

Al aplicar la reducción de la resolución temporal de los perfiles bajo el criterio de minimización de la distancia euclideana, se obtienen los días representativos de la Tabla 4.4¹.

Mes	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Día	7-ene	9-feb	28-mar	29-abr	17-may	16-jun	11-jul	13-ago	26-sep	13-oct	5-nov	28-dic

Tabla 4.4: Días representativos para caso de estudio.

¹El detalle de los perfiles empleados en la validación se puede encontrar en el Anexo A.

La Figura 4.6 expone la demanda horaria acumulada de forma trimestral. El perfil representativo corresponde a un cliente libre perteneciente a la industria farmacéutica de Chile. A pesar de que el cliente posee un consumo intensivo de energía eléctrica durante todo el día, se aprecia un aumento de su demanda entre las 10 y las 18 horas, y el peak se produce aproximadamente a las 16 horas.

En cuanto a la variación estacional, el perfil muestra un mayor consumo en los meses de verano, alcanzando una demanda trimestral acumulada de 2 MWh durante la tarde. En contraste, el requerimiento acumulado mínimo de energía es de 0,9 MWh y se produce en la madrugada de los meses de invierno.

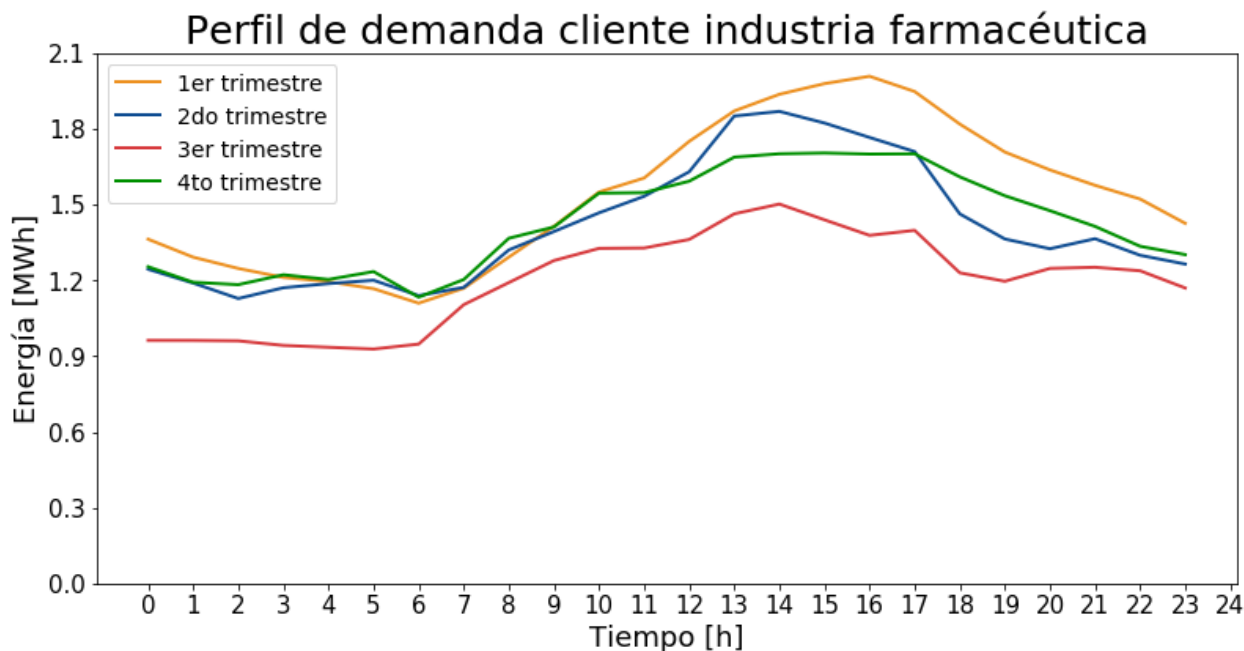


Figura 4.6: Perfil de demanda representativo empleado en el caso de estudio, cliente libre industria farmacéutica.

Con el objetivo de dilucidar si el perfil de demanda representativo es una correcta simplificación del perfil de demanda real, se calcula la demanda media y el factor de carga de cada perfil, como muestra la Tabla 4.5.

En el caso de la demanda media se obtiene un error de un 2,80 %, lo que indica que el perfil representativo en promedio es similar al real. Por otro lado, al contrastar el factor de carga de ambos perfiles el error asciende a un 17,25 %. A pesar de que el error del factor de carga es elevado, si la demanda máxima del perfil real no es un valor habitual, implica que no es un punto característico de la muestra y por tanto la reducción sigue siendo representativa.

Factor	Perfil original	Perfil representativo	Diferencia [%]
Demanda media (D_{med})	0.45	0.46	2.80
Factor de carga (f_c)	0.48	0.57	17.25

Tabla 4.5: Caracterización perfil de demanda de caso de estudio.

Al igual que en el proceso de validación del modelo, el criterio para seleccionar el día representativo es aquel que presente la menor distancia euclídeana con respecto al día promedio. La Figura 4.7 muestra un gráfico de dispersión que contiene la distancia euclídeana mínima, máxima y promedio por mes. La distancia promedio mínima es de 0,17, con un valor máximo de 0,59 en el mes de febrero.

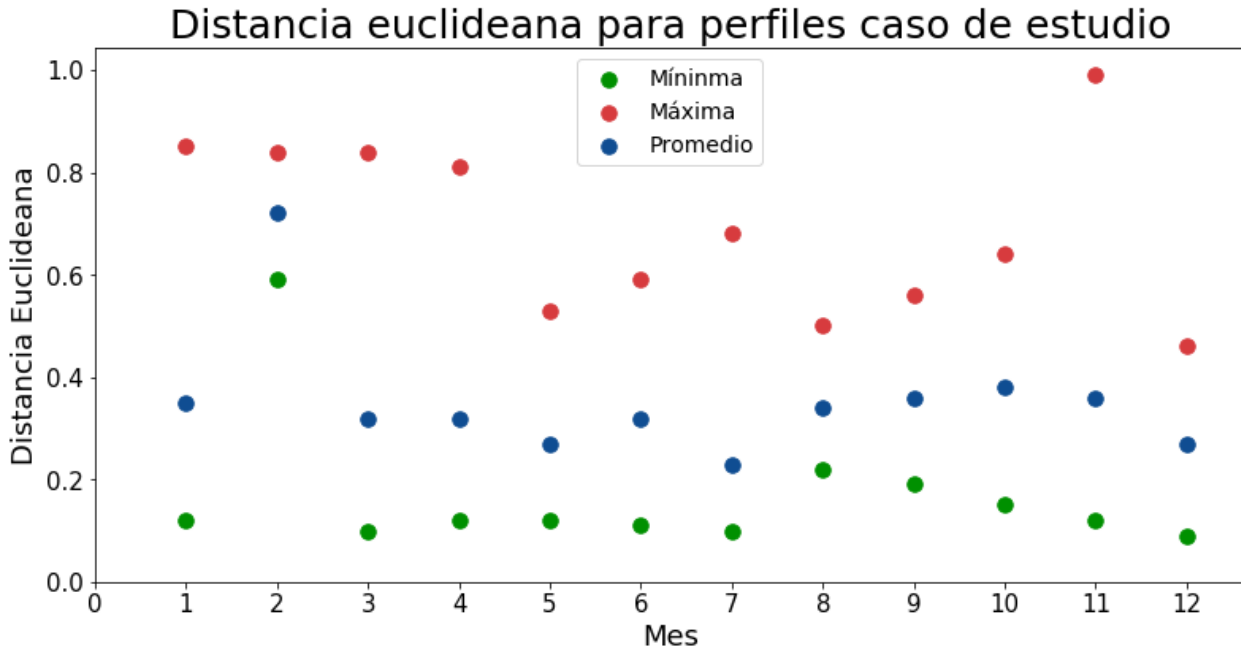


Figura 4.7: Distancia euclídeana del perfil utilizado en el caso de estudio.

4.2.2. Despacho eléctrico

La Tabla 4.6 presenta la capacidad instalada de cada tecnología asociada al escenario simulado con el menor costo total. A su vez, la Figura 4.8 muestra el despacho eléctrico del modelo para cada caso.

Escenario	P.Térmica [kW]	P.Solar [kW]	P.Eólica [kW]	BESS [kWh]
Caso base	-	-	-	-
Caso base + T	500	-	-	-
Caso base + T + E	500	-	800	-
Caso base + T + PV	500	500	-	-
Caso base + BESS + PV	500	500	-	500
Caso full renovable	-	500	800	500

Tabla 4.6: Capacidad instalada de los escenarios con menor costo total analizados en el caso de estudio.

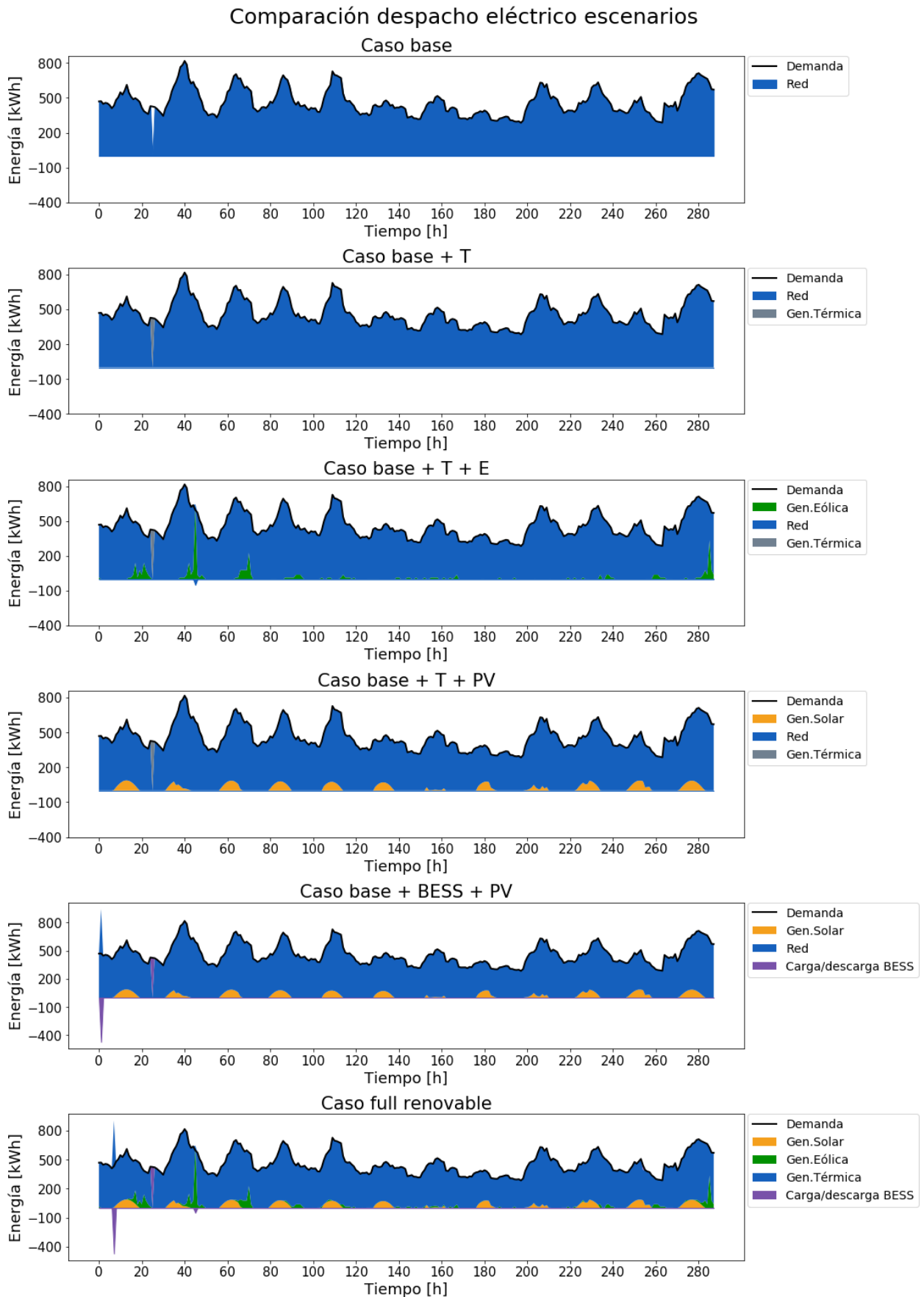


Figura 4.8: Despacho eléctrico del escenario con menor costo total en cada caso analizado en el caso de estudio.

Como se aprecia en la Figura 4.8, el “caso base” no abastece la demanda en todo momento ya que la hora 25 la red de distribución no se encuentra disponible, lo que implica una ausencia de la red de 30 horas en el perfil de 8.760 datos debido a la reducción de la resolución temporal. Dado que no existe otra fuente de generación, origina un SAIDI de 30 horas.

En los demás casos analizados se aumenta la resiliencia del sistema de distribución, llevando el SAIDI al 100 % con ayuda de DG. No obstante, en todos los escenarios es necesario un sistema que aporte suficiencia a la red, función del generador térmico o del sistema de almacenamiento, dependiendo del caso simulado.

Es importante notar que a pesar de que la capacidad instalada de las distintas fuentes de generación se encuentra en el mismo orden de magnitud, entre 500 y 800 kW, la generación solar fotovoltaica y eólica poseen un factor de planta más pequeño que las tecnologías que aportan suficiencia a la micro-red.

4.2.3. Costo total

La Tabla 4.7 resume el VAN de costos de los escenarios representados en la Tabla 3.2 para un horizonte de 20 años de evaluación y una tasa de descuento del 7 % anual. En todos los casos considerados se obtiene un costo total mayor al “caso base”, cuyo rango se encuentra entre un 7 y un 35 % de sobre costo. Este es un resultado esperable ya que la micro-red busca aumentar la resiliencia del sistema de distribución con generación interna, para lo cual es necesario incurrir en un costo adicional.

Escenario	VAN [MMCLP]	VAN proyecto [MMCLP]	Δ VAN [%]
Caso base	2.662,45	0,00	0,00
Caso base + T	2.850,97	188,52	7,08
Caso base + T + E	3.613,84	951,39	35,73
Caso base + T + PV	3.027,93	365,48	13,73
Caso base + BESS + PV	2.967,85	305,40	11,47
Caso full renovable	3.575,90	913,45	34,31

Tabla 4.7: VAN de costos para escenarios analizados en caso de estudio.

Como indica la Tabla 4.7, la opción más económica para aumentar la resiliencia corresponde al generador térmico, que representa un costo total de 189 millones de pesos chilenos. Al incorporar fuentes de generación renovable solar fotovoltaica y eólica, el costo total se incrementa a 365 y 951 MMCLP, respectivamente. Esto se produce porque no se recupera la inversión inicial con la reducción de los costos de operación durante los años de evaluación económica.

Al analizar la Tabla 4.7 y contrastar los escenarios “caso base + T + PV” con “caso base + T + E”, es posible afirmar que el caso que posee aerogeneradores posee un mayor costo total. Esta diferencia se debe a dos razones: el costo de inversión eólico (1.125 USD/kW) es mayor al costo de inversión solar fotovoltaico (700 USD/kW) y el recurso solar en la ciudad de Santiago es mejor que el recurso eólico.

4.2.4. Análisis de sensibilidad

En párrafos anteriores se determinó que el caso más económico para aumentar el SAIDI al 100% es el que además de la red de distribución incorpora generación interna de origen térmico. No obstante, es interesante analizar qué costo de inversión deben tener las fuentes de generación renovable y el sistema de almacenamiento para convertirse en alternativas atractivas en términos monetarios.

Particularmente, se estudia el costo de inversión que deben tener los paneles solares y los aerogeneradores para recuperar el costo de la inversión inicial con los ahorros que origina en los costos de operación generar energía eléctrica con costos variables cercanos a cero. Además, se busca el precio que deben tener las baterías para que la combinación de paneles solares y sistema de almacenamiento sea una alternativa más rentable que el motor convencional.

Costo de inversión baterías

Considerando las iniciativas de organismos nacionales e internacionales que buscan disminuir la generación de energía eléctrica por medio de fuentes fósiles, es importante analizar el costo que deben alcanzar las baterías de ion litio para que un sistema híbrido conformado por baterías y paneles solares pueda desplazar en términos económicos a un generador térmico.

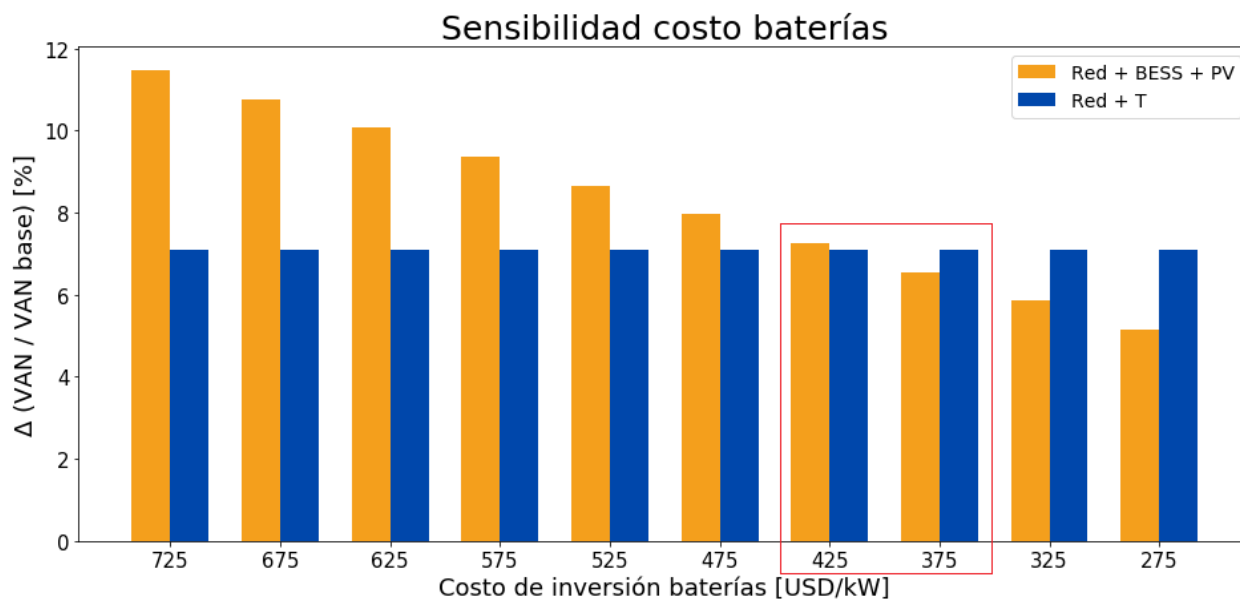


Figura 4.9: Análisis de sensibilidad costo de inversión baterías.

La Figura 4.9 analiza la diferencia porcentual del VAN del caso “caso base” y dos escenarios, “caso base + T” y “caso base + BESS + PV”, con el objetivo de estudiar la sensibilidad del proyecto frente a la variación del costo de inversión de las baterías de ion litio. A partir de la Figura 4.9 se aprecia que con los precios actuales de las baterías Tesla Powerwall (725 USD/kW), el escenario “caso base + BESS + PV” es aproximadamente un 12% más caro

que el “caso base” y un 5 % más costoso que la simulación “caso base + T”.

Por otro lado, el gráfico indica que las baterías deben disminuir su costo a un valor entre 425 y 375 USD/kW para que el caso “caso base + BESS + PV” sea más económico que el escenario “caso base + T” para aumentar la resiliencia de la micro-red a un SAIDI de cero horas.

Es relevante comentar que este análisis solo realiza un barrido sobre el costo de inversión total del sistema de almacenamiento, dejando constantes los valores de los demás componentes. Es altamente probable que la disminución del costo de las baterías se produzca simultáneamente al descenso del costo de los paneles solares, e incluso existe una posibilidad de que se grave la generación eléctrica de unidades térmicas. Esto daría lugar a que el escenario “caso base + BESS + PV” se transforme en un caso económicamente más rentable al escenario “caso base + T” con un costo de las baterías más cercano a su valor actual.

Costo de inversión paneles solares

La Figura 4.10 presenta la diferencia porcentual entre el VAN del “caso base” y dos escenarios, “caso base + T” y “caso base + T + PV”, con el objetivo de analizar la sensibilidad del costo total con respecto a la variación en el costo de inversión de los paneles solares para tres tipos de clientes.

Es relevante mencionar que la diferencia en las gráficas de la Figura 4.10 está asociada a que el precio de la energía para cada cliente es distinto debido a que poseen diferentes esquemas tarifarios o bien se encuentran en distintas zonas de concesión.

El primer gráfico de la Figura 4.10 (arriba) muestra la sensibilidad asociada al caso de estudio, es decir, un cliente libre de la ciudad de Santiago. Se aprecia que con los valores actuales de los paneles solares (700 USD/kW), el caso que los considera resulta 14 % más costoso que el “caso base” y un 7 % más costoso que el escenario que solo dispone de generación térmica como complemento a la red. Asimismo, se tiene que si desciende el costo de inversión de los paneles a aproximadamente 200 USD/kW, se recupera el costo de inversión con la reducción en los costos de operación durante los años de evaluación.

Existen empresas en el mercado nacional como Solarity, Solcor, entre otras, que desarrollan proyectos de generación solar a pequeña escala mediante el modelo ESCO², en el cual la empresa se encarga de diseñar, financiar, construir, instalar, operar y mantener la planta fotovoltaica sin incurrir en un costo para el cliente [50]. Las utilidades del negocio provienen del ahorro que se produce en el consumo eléctrico y de las inyecciones de energía a la red de distribución cuando existen excedentes.

Usualmente este tipo de proyectos se acoge al sistema Net Billing y son rentables principalmente debido a dos razones: el ahorro se calcula en base a una tarifa de cliente regulado, en el cual el componente de energía de la tarifa es actualmente mayor al de un cliente libre, y porque el costo de inversión total es menor al costo considerado para el caso de estudio (700

²Por su sigla en inglés Energy Service Companies

USD/MW) debido a que los componentes requeridos para la generación residencial son menos costosos que los necesarios para un PMGD. El segundo gráfico de la Figura 4.10 muestra que si los paneles llegan a un costo de aproximadamente 350 USD/kW, el proyecto se torna rentable.

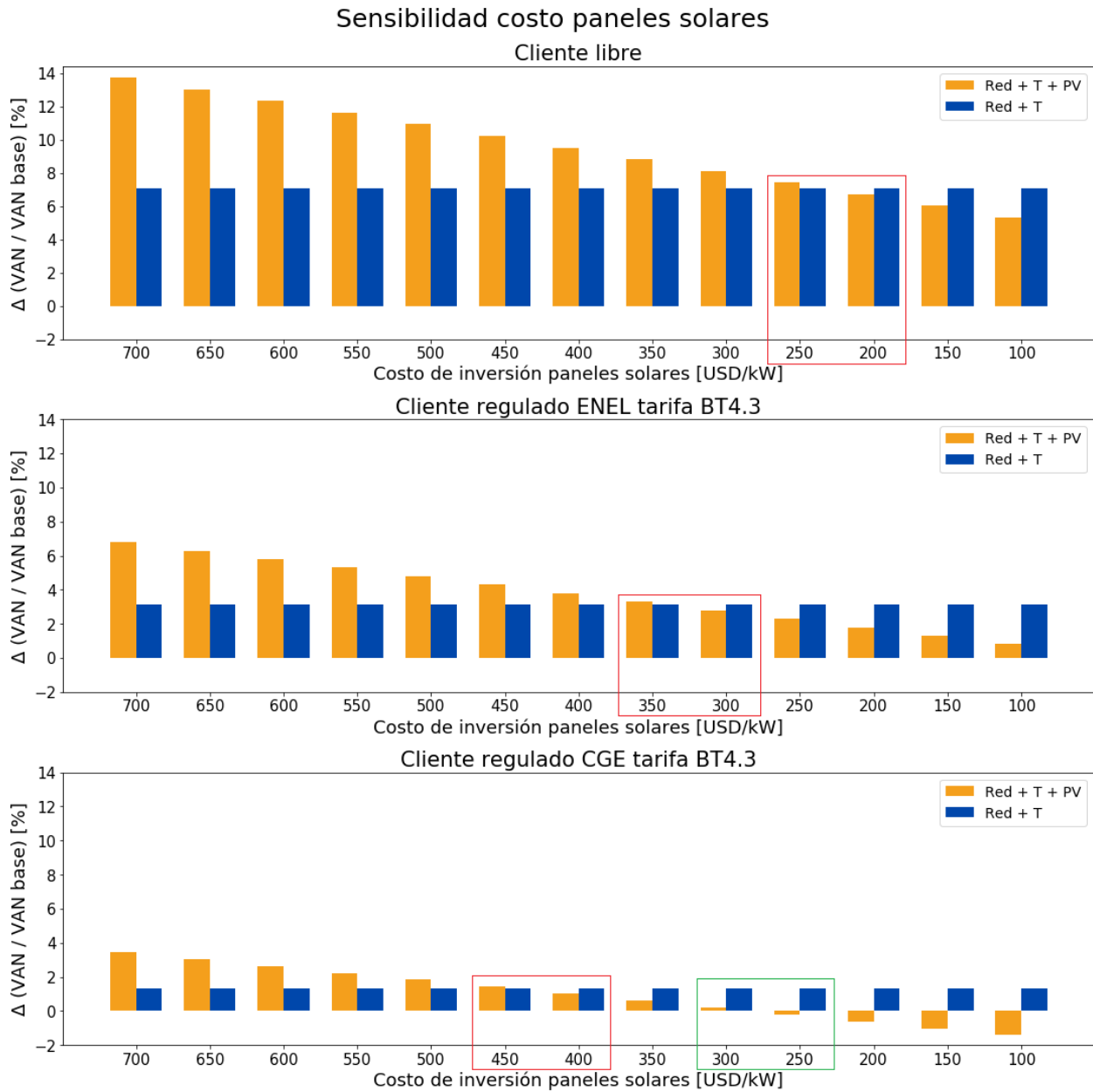


Figura 4.10: Análisis de sensibilidad costo de inversión paneles solares.

Sin embargo existe otro factor relevante en la tarifa eléctrica, el costo de los peajes de transmisión, los cuales son más altos en zonas de concesión menos densas. En consecuencia, los peajes de Enel Distribución en Santiago son más económicos de Chile. El último gráfico de la Figura 4.10 intenta mostrar que si el caso de estudio se analiza en otra zona del país, por ejemplo la ciudad de Calama, el “caso base + T” es solo un 1% más costoso que el “caso base” (utilizando la radiación de Santiago) y los paneles solares se vuelven una opción

rentable aproximadamente a un costo de inversión de 450 USD/kW (recuadro rojo en el gráfico). Es más, si los paneles alcanzan un costo de 250 USD/kW (cuadro verde en la figura), sus utilidades son capaces de absorber el costo total del generador térmico, tornándose una alternativa más económica que el “caso base”.

Costo de inversión aerogeneradores

Para llevar a cabo el análisis de sensibilidad de los aerogeneradores se realiza un procedimiento similar al utilizado en el costo de inversión de los paneles solares cuando el cliente es de tipo libre. En este sentido, la Figura 4.11 compara la diferencia porcentual entre el VAN del “caso base” y los escenarios “caso base + T” y “caso base + T + E”, con el objetivo de estudiar la sensibilidad del costo total con respecto a la variación en el costo de inversión de los aerogeneradores.

La Figura 4.11 da cuenta que con el valor actual de los aerogeneradores (1.125 USD/kW), el escenario “caso base + T + E” es un 35 % más caro que el “caso base”. La diferencia entre el costo total del “caso base” y del escenario “caso base + T” se mantiene en un 7 % debido a que este valor es independiente del costo de los aerogeneradores.

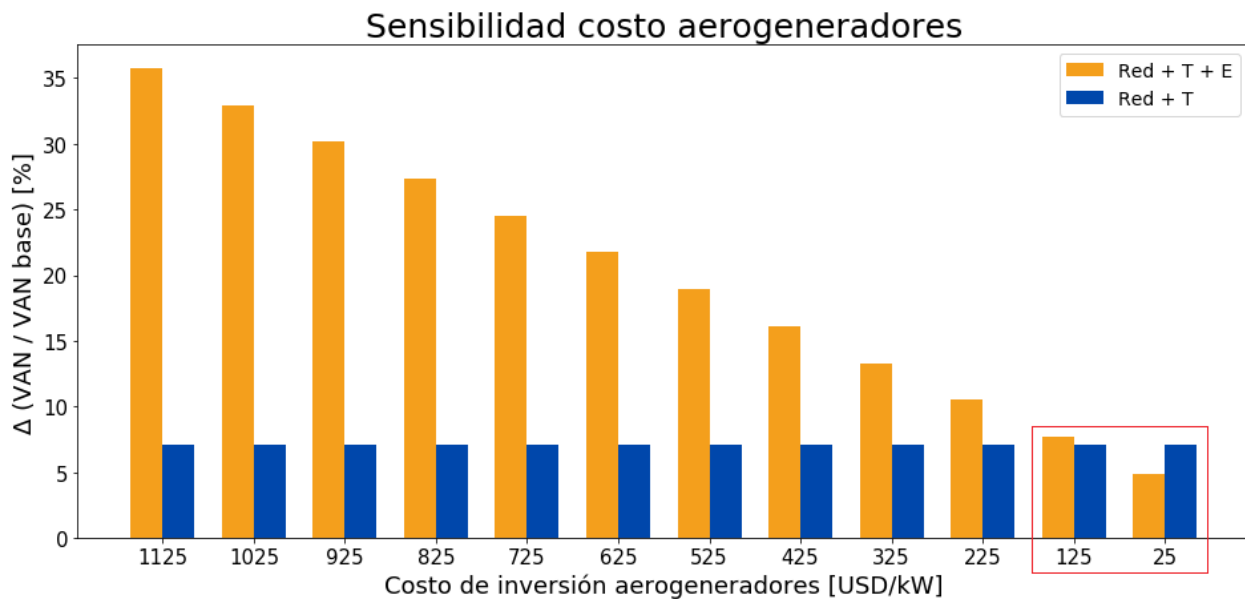


Figura 4.11: Análisis de sensibilidad costo de inversión aerogeneradores.

En esta oportunidad, a diferencia del análisis de sensibilidad anterior, a pesar de efectuar un barrido sobre el costo de inversión de los aerogeneradores no se obtiene un resultado esperanzador puesto que las turbinas eólicas tendrían que alcanzar un costo entre 125 y 25 USD/kW, es decir, aproximadamente un 8 % para recuperar el costo de inversión con la reducción en los costos operacionales en los 20 años de evaluación económica.

Esta conclusión se explica fundamentalmente porque el recurso eólico de la ciudad de Santiago es escaso. No obstante, existen otras zonas en el país con un recurso eólico atractivo para

desarrollar este tipo de proyectos, como por ejemplo la zona costera del norte o la Región de La Araucanía, donde se ubican los parques eólicos San Juan y San Gabriel, respectivamente. Es probable que este análisis brinde un resultado favorable en otra zona geográfica de Chile.

4.2.5. Síntesis de resultados

Al contrastar el costo total de cada escenario analizado en el caso de estudio, se tiene que el caso con el menor costo total corresponde al escenario “caso base”. Este resultado es coherente con los supuestos considerados en el cálculo del flujo de caja, donde el costo de la energía no suministrada es cero. Evidentemente esto es una simplificación de la realidad para no distorsionar los resultados puesto que este costo depende fuertemente del tipo de industria. Por ejemplo, el costo de la energía no suministrada en un recinto hospitalario es más alto que en una industria textil.

Teniendo en cuenta la acotación anterior, es posible afirmar que el caso “caso base + T” es aquel que mejora el SAIDI con el menor costo de inversión, elevando solo un 7% el costo total del “caso base”. Considerando el número de horas que la red de distribución no se encuentra disponible en la simulación (solo 30 horas al año), es esperable que el generador térmico sea la mejor alternativa en térmicos económicos puesto que la generación térmica es una tecnología madura que se caracteriza por poseer alto costo de operación pero un bajo costo de inversión.

A partir de los análisis de sensibilidad del costo de inversión de algunos componentes como paneles solares, aerogeneradores o baterías, y teniendo en cuenta el descenso sostenido que estos dispositivos han experimentado durante la última década, es probable que el escenario con el menor costo total varíe en los próximos años.

Capítulo 5

Conclusiones

A medida que las sociedades van cubriendo sus necesidades básicas aumentan sus estándares y requerimientos, tornándose cada vez más exigentes. El caso de la energía eléctrica no es distinto, luego de suministrar energía se manifiestan otras necesidades como la calidad de producto y la calidad de servicio. En este sentido, al contrastar la resiliencia del sistema de distribución del SEN con países europeos se evidencia un amplio margen de mejora.

El objetivo general de esta memoria consistió en proponer un marco metodológico para dimensionar y evaluar, técnica y económicamente, micro-redes urbanas mediante un modelo de optimización de libre acceso. Con este propósito, se buscó elaborar una opción viable para aumentar la resiliencia del sistema de distribución chileno.

Para abordar el problema de forma exitosa, en primer lugar se realizó una revisión bibliográfica del estado del arte de los diferentes modelos de optimización que se han utilizado para solucionar el problema de dimensionamiento de micro-redes. La revisión bibliográfica determinó que la programación lineal, el algoritmo genético y la optimización por enjambre de partículas son los modelos más robustos para solucionar este problema. Entre ellos, el algoritmo seleccionado fue la programación lineal puesto que constituye un algoritmo simple y flexible.

En consecuencia, el modelo propuesto resuelve un problema lineal-entero mixto, cuya función objetivo corresponde a la minimización del costo de operación de la micro-red. La salida del modelo proporciona el despacho eléctrico anual horario para 12 días representativos. Cabe mencionar que el programa posee la capacidad de fijar un nivel de SAIDI a elección. En cuanto a las tecnologías de generación, las opciones disponibles son: red de distribución, generador térmico, paneles fotovoltaicos, aerogeneradores y baterías de ion litio.

La validación del modelo se realizó con el software comercial Homer, programa especializado en el dimensionamiento de micro-redes. Se validaron dos escenarios, cuyo detalle se especifica en el Capítulo 4.1. En cuanto al método utilizado para contrastar el despacho eléctrico de ambas programas, se compararon criterios como energía total y energía promedio generada por tecnología, potencias máximas y mínimas, así como también el throughput en el caso de las baterías. El error porcentual al contrastar el resultado de Homer con la salida

del modelo propuesto, bajo todos los criterios considerados, fue inferior a un 2 %.

Una vez validado el modelo propuesto, se aplicó la metodología a un caso de estudio de un cliente libre en la ciudad de Santiago, zona de concesión de Enel Distribución. Se consideraron en el análisis 6 escenarios, cada uno de ellos con un pool de tecnologías distinto. El caso base solo consideró la red de distribución con un SAIDI de 30 horas, mientras que los demás escenarios determinaron el costo total para alcanzar un SAIDI de cero horas. El criterio de evaluación económica fue el VAN del proyecto, con una tasa de descuento del 7 % anual, indexado por CPI y evaluado en un horizonte de 20 años.

En relación a los resultados, el escenario con el menor costo total para llevar el SAIDI de la micro-red a cero horas fue el caso que incluye solo el generador térmico, cuyo VAN es un 7 % más alto que el caso base. Los demás escenarios poseen un VAN entre 11 y 36 % más caro que el caso base. A diferencia del caso que únicamente considera generación interna de carácter térmico, las otras simulaciones incluyen al menos una fuente de energía renovable, las cuales tienen en común que con los precios actuales no alcanzan a recuperar el costo de inversión con el ahorro generado por la reducción del costo de operación.

Sin embargo, las proyecciones de costos de energías renovables no convencionales pronostican que sus costos de inversión seguirán decreciendo durante los próximos años. Debido a esto, se llevó a cabo un análisis de sensibilidad frente a una variación en el costo de los paneles solares, aerogeneradores y valor de las baterías.

Los resultados de los análisis de sensibilidad concluyeron que, con los costos del sistema de transmisión y recursos renovables de la ciudad de Santiago, si los paneles y los aerogeneradores alcanzan un valor de aproximadamente 200 y 100 USD/kW, respectivamente, se torna rentable incluirlos como generación interna. En el caso de las baterías, se determinó que si ellas disminuyen su costo de inversión en 350 USD/kW, es decir, de 725 a 375 USD/kW, el escenario “caso base + BESS + PV” se transformaría en una alternativa más económica que el “caso base + T”.

Es importante destacar que el caso de estudio considerado es un caso conservador, el cual incorpora el precio de un cliente libre (actualmente menor que el precio de un cliente regulado en situaciones de mercado competitivas) y en la zona de concesión con los peajes de transmisión más económicos (Enel Distribución). En este sentido, si uno de estos factores incrementa su valor, ya sea por un cambio en la ubicación del caso de estudio o bien por una variación en las condiciones de mercado para clientes libres, las conclusiones pueden ser diferentes.

5.1. Trabajo futuro

Sin duda el modelo propuesto es perfectible y contiene limitaciones, por ejemplo, se realizó una reducción temporal que impide analizar las diferencias entre dos o más días del mismo mes, no se incluye como variables de decisión en la optimización el costo de inversión de los componentes, entre otros. No obstante, el modelo posee como ventaja que es una herramienta

muy flexible y es relativamente simple añadir otras tecnologías de generación o restricciones de operación.

El modelo propuesto no limita el porcentaje de la demanda que puede ser abastecido por fuentes de origen renovable no convencional. A partir de un determinado nivel de penetración renovable los sistemas eléctricos presentan riesgos técnicos operacionales, fenómenos que ocurren en escalas de tiempo inferiores a las analizadas en este trabajo. En este sentido, se propone como primer punto de trabajo futuro establecer restricciones asociadas a estos riesgos técnicos, los cuales eventualmente podrían limitar el porcentaje de penetración renovable.

Además, se identifica como lineamiento de trabajo futuro robustecer el modelo asociado al comportamiento del sistema de almacenamiento. Se sugiere crear restricciones para establecer un estado de carga mínimo de la batería y de esta forma no disminuir su vida útil mediante descargas profundas, o bien fijar restricciones asociadas al ciclaje de la misma.

Por otro lado, a pesar de que la reducción de la resolución temporal de los perfiles horarios desde 8.760 a 288 datos entregó resultados satisfactorios, se recomienda como mejora del trabajo investigar un método que permita simular un mayor número de puntos sin elevar los requerimientos computacionales, con el objetivo de simular escenarios con un SAIDI intermedio entre 30 y cero horas.

En el SEN, muchos clientes industriales realizan corte de punta desde abril a septiembre, lo cual reduce significativamente su cuenta de electricidad anual debido a la disminución del requerimiento de potencia en horas de punta. El trabajo únicamente analiza el costo del sistema por concepto de energía. Sin embargo, sería interesante estudiar de qué forma varían los resultados del caso que dispone de batería y paneles solares si se añade como variable de decisión el costo por potencia de la micro-red.

Finalmente, se recomienda robustecer el análisis de sensibilidad abarcando otras variables que pueden ser determinantes en la toma de decisiones. Por ejemplo, se postula efectuar una sensibilidad respecto al precio del gas natural y al nivel de radiación solar.

Bibliografía

- [1] Comisión Nacional de Energía (CNE). Capacidad instalada de generación total en Chile. [En línea].
- [2] Clean Energy Reviews. Solar Battery Comparison Chart. [En línea], 2019.
- [3] Council of European Energy Regulators (CEER). CEER Benchmarking Report 6.1 on the Continuity of Electricity and Gas Supply. [En línea].
- [4] Comisión Nacional de Energía (CNE). Calidad de Servicio - SAIDI Anual Regional. [En línea].
- [5] Berkeley Lab. About Microgrids. [En línea].
- [6] W. Brokering, R. Palma. *Atrapando el Sol en los Sistemas Eléctricos de Potencia*. 2018.
- [7] A. Molina, M. Falvey, R. Rondanelli. A solar radiation database for Chile. *Scientific Reports*, 7(1), 2017.
- [8] Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile. Explorador de Energía Eólica. [En línea], 2012.
- [9] A. Roy, S. Bandyopadhyay. *Wind Power Based Isolated Energy Systems*. John Wiley & Sons, England, 2005.
- [10] International Renewable Energy Agency (IRENA). Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030. [En línea], 2017.
- [11] F. Evans, J. M. Zolezzi, H. Rudnick. Cost assignment model for electrical transmission system expansion: an approach through the kernel theory. *IEEE Transactions on Power Systems*, 18(2):625–632, 2003.
- [12] Comisión Nacional de Energía (CNE). Norma Técnica de Conexión y Operación de Equipamientos de Generación. [En línea], 2019.
- [13] Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Proceso de evaluación de impacto ambiental. [En línea].
- [14] N. Hatziargyriou, H. Asano, R. Iravani, C. Marnay. Microgrids. *IEEE Power and Energy*

Magazine, 5(4):78–94, 2007.

- [15] S. Parhizi, H. Lotfi, A. Khodaei, S. Bahramirad. State of the art in research on microgrids: A review. *IEEE Access*, 3:890–925, 2015.
- [16] Coordinador Eléctrico Nacional (CEN). Reportes, estadísticas y plataformas de uso frecuente. [En línea].
- [17] Comisión Nacional de Energía (CNE). Demanda diaria por sistema SEN. [En línea].
- [18] Ministerio de Energía. Ruta Energética 2018-2022. [En línea], 2018.
- [19] Berkeley Lab. Types of Microgrids. [En línea].
- [20] M. Panteli, D. Trakas, P. Mancarella, N. Hatziargyriou. Power systems resilience assessment: Hardening and smart operational enhancement strategies. *Proceedings of the IEEE*, 105(7):1202–1213, 2017.
- [21] Comisión Nacional de Energía (CNE). Norma Técnica de Calidad de Servicio para Sistemas de Distribución. [En línea], 2017.
- [22] A. Dobos. PVWatts Version 5 Manual. [En línea], 2014.
- [23] A. Roy, S. Bandyopadhyay. *Wind Power in Power Systems*. Springer, Switzerland, 2019.
- [24] V. A. Boicea. Energy storage technologies: The past and the present. *Proceedings of the IEEE*, 102(11):1777–1794, 2014.
- [25] D. Pozo, J. Contreras, E. Sauma. Unit commitment with ideal and generic energy storage units. 2016.
- [26] Ozan Erdiñç. *Optimization in Renewable Energy Systems*. Butterworth-Heinemann, Turkey, 2017.
- [27] L. V. Kantorovich. Mathematical methods of organizing and planning production. *Management Science*, pages 366–422, 1960.
- [28] R. Ramakumar, P. S. Shetty, K. Ashenayi. A linear programming approach to the design of integrated renewable energy systems for developing countries. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, EC-1(4):18–24, 1986.
- [29] R. Chedid, S. Rahman. Unit sizing and control of hybrid wind-solar power systems. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 12(1):79–85, 1997.
- [30] F. Huneke, J. Henkel. Optimisation of hybrid off-grid energy systems by linear programming. *Energy, Sustainability and Society*, 2012.
- [31] T. Markvart. Sizing of hybrid photovoltaic-wind energy systems. *Solar Energy*, 57(4):277–281, 1996.

- [32] B. S. Borowy, Z. M. Salameh. Methodology for optimally sizing the combination of a battery bank and pv array in a wind/pv hybrid system. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 11(2):367–375, 1996.
- [33] W. J. Burke, H. M. Merrill, F. C. Schweppe, B. E. Lovell, M. F. McCoy, S. A. Monohon. Trade off methods in system planning. *IEEE Transactions on Power Systems*, 3(3):1284–1290, 1988.
- [34] E. S. Gavanidou and A. G. Bakirtzis. Design of a stand alone system with renewable energy sources using trade off methods. *IEEE Transactions on Energy Conversion*, 7(1):42–48, 1992.
- [35] E. Koutroulis, D. Kolokotsa, A. Potirakis, K. Kalaitzakis. Methodology for optimal sizing of stand-alone photovoltaic/wind-generator systems using genetic algorithms. *Solar Energy*, 80:1072–1088, 2005.
- [36] J. Kennedy, R. Eberhart. Particle swarm optimization. 4:1942–1948, 1995.
- [37] M. Sharafi, T. ELMekkawy. Multi-objective optimal design of hybrid renewable energy systems using pso-simulation based approach. 68:67–79, 2014.
- [38] Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Normativa ambiental aplicable. [En línea].
- [39] Servicio de Evaluación Ambiental (SEA). Servicio de evaluación ambiental. [En línea].
- [40] Comisión Nacional de Energía (CNE). Informe de costos de tecnologías de generación. [En línea], 2020.
- [41] International Renewable Energy Agency (IRENA). Renewable power generation cost in 2019, 2020.
- [42] Ministerio de Economía, Fomento y Reconstrucción. Decreto N°62. [En línea], 2006.
- [43] Ministerio de Energía. Decreto N°101. [En línea], 2015.
- [44] W. Hart, C. Laird, J-P. Watson, D. Woodruff, G. Hackebeil, B. Nicholson, J. Sirola. *Pyomo—optimization modeling in python*, volume 67. Springer Science & Business Media, second edition, 2017.
- [45] Pyomo. Who Uses Pyomo? [En línea].
- [46] S. Pfenninger. Dealing with multiple decades of hourly wind and PV time series in energy models: A comparison of methods to reduce time resolution and the planning implications of inter-annual variability. *Applied Energy*, 197:1–13, 2017.
- [47] I. Dokmanic, R. Parhizkar, J. Ranieri, M. Vetterli. Euclidean Distance Matrices: Essential theory, algorithms, and applications. *IEEE Signal Processing Magazine*, 32(6):12–30, 2015.
- [48] S. Hass, B. Schachler, U. Krien. Windpowerlib - A Python library to model power plants.

, 2019.

- [49] H. Keshan, J. Thornburg, T. S. Ustun. Comparison of lead-acid and lithium ion batteries for stationary storage in off-grid energy systems. In *4th IET Clean Energy and Technology Conference (CEAT 2016)*, pages 1–7, 2016.
- [50] Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ). Cómo opera el modelo de negocio ESCO para la generación de energía fotovoltaica. [En línea].

Anexo A: Perfiles

Perfil de demanda validación

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	2.30	2.36	2.36	2.49	2.46	1.82	2.53	2.40	2.48	2.33	2.40	2.28
2	2.31	2.36	2.35	2.48	2.48	2.45	2.51	2.41	2.47	2.35	2.37	2.30
3	2.30	2.33	2.34	2.49	2.46	2.44	2.51	2.38	2.40	2.32	2.43	2.31
4	2.31	2.36	2.38	2.46	2.37	1.68	2.44	2.42	2.37	2.36	2.31	2.28
5	2.31	2.34	2.34	2.47	2.44	2.43	2.47	2.38	2.36	2.32	2.40	2.32
6	2.30	2.38	2.37	2.48	2.45	2.39	2.50	2.39	2.38	2.34	2.37	2.28
7	2.34	2.38	2.35	2.49	2.42	2.43	2.49	2.41	2.40	2.34	2.40	2.31
8	2.36	2.38	2.42	2.42	2.39	2.42	2.43	2.42	2.37	2.31	2.34	2.36
9	2.40	2.43	2.46	2.50	2.46	2.50	2.47	2.39	2.39	2.32	2.40	2.44
10	1.66	2.41	2.44	2.44	2.49	2.54	2.54	2.42	2.45	2.35	2.43	2.39
11	1.62	2.44	2.44	2.51	2.50	2.51	2.55	2.45	2.43	2.30	2.41	2.42
12	2.38	2.41	2.46	2.44	2.46	2.56	2.59	2.39	2.44	2.31	2.46	2.34
13	2.37	2.36	2.48	2.45	2.51	2.51	2.56	2.50	2.50	2.35	2.38	2.30
14	2.41	2.30	2.46	2.48	2.48	2.52	2.52	2.49	2.42	2.30	2.45	2.33
15	2.37	2.35	2.44	2.43	2.41	2.48	2.50	2.42	2.43	2.33	2.41	2.34
16	2.39	2.32	2.44	2.45	2.42	1.87	2.52	2.45	2.45	2.33	2.46	2.30
17	2.40	2.29	2.42	2.43	2.46	2.52	2.53	2.45	2.44	2.30	2.42	2.34
18	2.43	2.33	2.45	1.99	1.63	1.65	1.62	1.60	1.80	2.34	2.41	2.30
19	2.40	2.29	2.45	0.06	0.07	0.07	0.07	0.06	0.07	2.31	2.44	2.31
20	2.34	2.32	2.39	0.05	0.06	0.06	0.07	0.06	0.06	2.32	2.37	2.34
21	2.39	2.32	2.39	0.05	0.06	0.07	0.06	0.06	0.06	2.34	2.38	2.29
22	2.33	2.31	2.42	0.05	0.06	0.08	0.07	0.06	0.06	2.33	2.41	2.32
23	2.31	2.33	2.37	0.06	0.05	0.05	0.06	0.06	0.07	2.33	2.38	2.33
24	2.34	2.32	2.35	1.41	1.45	1.41	1.39	1.14	1.65	2.38	2.42	2.30

Perfil de demanda horario en MWh para validación del modelo

Perfil de demanda caso de estudio

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0.47	0.43	0.47	0.41	0.44	0.39	0.33	0.33	0.31	0.41	0.39	0.46
2	0.47	0.43	0.40	0.40	0.41	0.38	0.33	0.32	0.31	0.37	0.38	0.44
3	0.45	0.42	0.38	0.38	0.39	0.35	0.34	0.32	0.30	0.38	0.38	0.42
4	0.46	0.41	0.35	0.39	0.41	0.36	0.32	0.32	0.29	0.39	0.40	0.43
5	0.45	0.39	0.36	0.42	0.41	0.36	0.32	0.31	0.30	0.39	0.39	0.43
6	0.44	0.37	0.36	0.42	0.41	0.37	0.32	0.33	0.28	0.39	0.38	0.47
7	0.41	0.34	0.36	0.41	0.38	0.35	0.32	0.32	0.31	0.38	0.37	0.39
8	0.43	0.41	0.33	0.43	0.38	0.36	0.36	0.36	0.38	0.40	0.37	0.43
9	0.48	0.44	0.37	0.47	0.42	0.43	0.39	0.37	0.43	0.46	0.40	0.51
10	0.50	0.48	0.43	0.46	0.50	0.44	0.44	0.37	0.47	0.45	0.43	0.53
11	0.55	0.56	0.45	0.49	0.55	0.43	0.46	0.38	0.48	0.47	0.48	0.60
12	0.53	0.60	0.48	0.53	0.58	0.42	0.46	0.38	0.49	0.46	0.46	0.63
13	0.56	0.64	0.55	0.59	0.61	0.43	0.46	0.39	0.51	0.48	0.48	0.63
14	0.61	0.69	0.57	0.66	0.73	0.47	0.50	0.38	0.58	0.51	0.51	0.67
15	0.54	0.76	0.63	0.69	0.70	0.48	0.52	0.36	0.63	0.59	0.44	0.67
16	0.51	0.78	0.69	0.67	0.69	0.46	0.50	0.31	0.63	0.61	0.39	0.71
17	0.49	0.82	0.70	0.65	0.68	0.43	0.48	0.31	0.59	0.61	0.38	0.71
18	0.50	0.79	0.66	0.60	0.67	0.44	0.48	0.30	0.62	0.63	0.37	0.70
19	0.48	0.67	0.67	0.52	0.54	0.41	0.39	0.30	0.54	0.59	0.34	0.68
20	0.47	0.62	0.62	0.47	0.48	0.42	0.38	0.32	0.49	0.54	0.32	0.67
21	0.42	0.64	0.58	0.44	0.47	0.42	0.41	0.33	0.51	0.51	0.30	0.66
22	0.38	0.59	0.60	0.46	0.47	0.43	0.42	0.33	0.50	0.50	0.29	0.62
23	0.37	0.57	0.58	0.43	0.45	0.42	0.41	0.34	0.49	0.47	0.29	0.57
24	0.36	0.51	0.56	0.43	0.43	0.41	0.40	0.34	0.43	0.44	0.29	0.57

Perfil de demanda horario en MWh para caso de estudio.

Perfil de radiación solar validación

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20	24
8	77	44	0	0	0	0	0	0	67	98	147	114
9	289	266	8	0	153	15	13	28	77	37	377	340
10	519	511	220	237	69	344	325	27	107	135	607	569
11	727	733	93	493	98	113	96	53	88	55	801	769
12	888	905	260	713	166	101	72	88	60	67	528	918
13	985	500	140	878	140	169	148	135	64	153	475	1002
14	1011	580	599	975	185	178	179	178	65	320	451	940
15	963	423	317	994	154	143	159	160	168	159	203	778
16	845	221	290	935	90	92	96	135	69	222	181	538
17	668	187	231	803	77	94	67	165	70	149	133	339
18	450	150	163	607	231	176	236	68	83	87	115	285
19	220	98	85	366	0	0	0	8	30	38	56	119
20	44	29	18	24	0	0	0	0	0	0	12	36
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Perfil de radiación solar en W/m^2 para validación del modelo.

Perfil de radiación solar caso de estudio

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
6	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
7	14	0	0	0	0	0	0	0	0	0	17	21
8	85	44	0	0	0	0	0	0	68	111	144	103
9	308	266	6	190	24	10	10	29	90	344	374	319
10	542	511	229	446	405	348	313	393	146	581	603	544
11	749	733	480	659	618	562	64	612	282	782	798	742
12	907	905	702	814	771	716	60	777	549	601	937	892
13	1001	500	871	901	855	802	83	874	268	610	1008	978
14	1024	580	971	913	866	819	100	896	139	999	1003	996
15	973	423	994	849	802	762	87	843	135	922	923	940
16	853	221	939	715	667	636	80	264	424	774	289	818
17	674	187	810	520	470	445	68	153	187	571	331	639
18	453	150	617	276	220	194	207	67	327	334	343	422
19	218	98	139	0	0	0	0	8	35	41	53	196
20	38	29	33	0	0	0	0	0	0	0	9	41
21	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
22	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
23	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
24	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0

Perfil de radiación solar en W/m^2 para caso de estudio.

Perfil de temperatura validación

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	13.6	15.8	15.1	14.4	11.1	11.9	7.0	6.7	6.5	7.4	9.8	13.4
2	12.7	14.9	14.2	13.0	10.6	11.3	6.1	6.4	5.6	6.4	8.8	12.7
3	11.6	13.9	14.0	12.5	10.1	10.7	5.3	6.1	4.7	5.3	7.9	11.8
4	10.6	13.2	13.8	11.9	9.7	10.5	5.0	6.0	4.0	5.1	7.2	11.2
5	9.5	12.4	13.4	11.7	9.3	10.3	4.8	5.8	3.4	5.0	6.6	10.6
6	8.3	11.6	13.0	11.4	9.0	10.1	4.6	5.7	2.9	4.9	6.0	9.8
7	9.2	9.7	12.7	11.2	7.7	9.0	3.6	4.2	0.6	2.4	5.4	9.2
8	11.9	12.6	12.2	10.3	9.5	9.8	4.2	4.8	3.0	5.2	8.2	12.3
9	14.5	15.5	13.7	11.9	11.5	11.1	5.4	5.9	5.3	8.0	10.9	15.4
10	17.5	18.1	15.5	13.8	14.1	13.0	6.9	7.7	7.7	10.2	13.6	18.2
11	20.0	20.3	17.9	16.3	16.8	15.3	8.9	10.0	9.8	12.0	16.1	20.6
12	22.1	22.0	20.3	19.0	19.5	18.0	11.2	12.5	11.5	13.6	18.1	22.4
13	24.8	23.3	22.7	21.6	20.3	19.3	11.6	12.9	12.4	14.2	20.0	23.8
14	26.2	24.2	22.6	23.6	21.6	20.6	12.4	14.0	13.5	15.2	21.3	24.9
15	27.5	25.1	23.9	25.0	22.6	21.6	12.1	14.8	14.3	16.0	22.3	26.0
16	26.9	24.4	24.8	26.1	21.8	20.9	11.2	14.2	13.9	15.4	21.4	25.2
17	26.3	23.6	24.2	25.4	20.7	19.8	10.0	13.2	13.3	14.5	20.2	24.4
18	25.6	22.8	23.2	24.4	19.2	18.5	8.6	12.1	12.5	13.4	18.7	23.5
19	23.7	21.5	21.9	23.2	17.5	17.9	7.8	10.8	10.9	12.7	16.7	21.0
20	21.8	19.4	20.1	20.2	15.8	16.2	6.8	9.4	9.0	10.8	14.4	18.9
21	20.2	17.5	18.5	18.6	14.3	14.6	5.9	8.0	7.3	9.2	12.5	17.0
22	18.8	15.9	17.1	17.1	13.0	13.2	5.2	7.0	6.2	8.1	11.3	15.2
23	17.7	14.7	15.8	15.6	12.0	12.0	4.7	6.1	5.5	7.5	10.6	13.8
24	17.1	14.0	14.9	14.4	11.4	11.0	4.5	5.4	5.2	7.3	10.4	12.8

Perfil de temperatura en °C para validación del modelo.

Perfil de temperatura caso de estudio

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	13	16	15	12	12	8	8	6	7	8	9	14
2	12	15	13	11	11	7	8	5	6	8	8	14
3	11	14	13	11	11	6	7	4	5	7	8	13
4	10	13	12	10	10	6	7	4	5	6	7	13
5	9	12	11	10	10	5	7	3	4	6	7	12
6	8	12	10	9	9	4	6	2	3	6	7	11
7	10	10	10	8	9	5	4	1	1	5	9	13
8	12	13	11	10	10	6	5	0	4	7	11	16
9	15	15	12	11	12	7	7	1	6	10	14	19
10	18	18	14	14	14	9	9	3	9	13	16	21
11	20	20	16	17	17	11	12	6	11	15	19	24
12	22	22	19	20	19	14	15	8	13	17	21	25
13	24	23	22	22	20	13	14	9	16	19	21	28
14	25	24	22	24	21	13	14	11	17	20	23	29
15	26	25	23	25	22	13	14	11	18	21	24	30
16	26	24	24	25	22	13	14	11	18	21	23	29
17	25	24	24	24	21	12	14	10	17	20	22	28
18	24	23	23	22	20	12	13	9	16	19	21	27
19	22	21	22	19	18	11	13	7	13	18	18	25
20	20	19	20	17	17	10	12	7	11	17	16	23
21	19	18	19	16	15	9	11	6	10	15	14	21
22	17	16	18	15	14	8	11	5	8	14	12	19
23	16	15	17	14	13	8	11	5	8	13	11	17
24	16	14	16	13	12	8	12	4	7	12	11	16

Perfil de temperatura en $^{\circ}C$ para caso de estudio.

Perfil velocidad del viento validación

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	4.1	2.8	3.2	2.5	1.9	2.4	4.7	0.7	2.5	2.0	1.9	2.8
2	1.1	0.3	2.7	1.7	1.3	2.0	3.6	1.0	1.3	1.8	1.4	1.7
3	0.8	0.8	0.7	2.4	0.6	0.7	3.8	0.5	2.0	1.6	1.6	1.6
4	1.3	1.2	0.4	1.6	0.6	0.2	3.3	1.0	2.8	1.4	2.1	1.6
5	0.8	0.2	0.2	1.2	0.4	0.3	3.8	0.8	3.2	2.9	1.0	0.9
6	0.8	0.7	0.2	0.7	1.3	0.4	4.2	0.3	3.7	1.8	1.3	1.3
7	0.6	1.0	0.4	1.7	1.9	0.6	4.5	0.3	3.5	1.7	1.4	1.3
8	0.8	1.1	2.0	2.2	1.9	0.3	3.0	0.6	2.5	1.5	1.6	0.8
9	1.0	1.0	1.6	2.1	1.8	1.7	3.6	0.7	2.6	2.1	1.8	1.6
10	1.6	1.1	1.0	2.4	2.2	0.4	3.0	0.9	2.3	2.3	1.3	2.0
11	1.8	1.3	1.8	1.9	2.3	0.7	1.8	1.6	1.8	1.9	1.7	1.7
12	0.6	0.9	2.0	2.1	1.5	1.4	1.9	2.0	1.7	2.8	0.9	1.3
13	0.7	0.5	1.5	2.0	1.2	2.3	3.3	1.4	1.4	2.0	0.8	0.4
14	1.9	1.7	0.7	1.1	0.3	0.6	2.8	0.3	0.2	1.7	0.6	1.9
15	2.4	2.5	1.9	0.6	0.7	0.8	2.1	0.4	0.4	0.5	1.2	2.7
16	2.5	2.6	2.4	2.2	2.4	1.9	2.7	0.2	1.1	2.8	2.5	2.3
17	3.1	3.0	3.4	2.9	3.0	2.2	5.0	0.4	0.4	1.3	2.9	2.8
18	4.0	4.1	3.9	3.4	3.2	2.6	6.2	0.9	1.1	2.7	3.1	2.8
19	4.1	5.8	4.9	3.5	3.1	2.9	4.9	1.8	1.6	1.8	3.5	3.8
20	5.2	4.0	4.2	3.6	3.2	2.6	4.9	2.2	2.0	2.3	3.8	4.1
21	6.5	5.2	5.8	4.6	3.2	2.3	3.6	2.2	0.2	2.8	4.2	3.9
22	8.5	9.8	4.8	5.7	4.0	2.2	3.0	2.1	2.5	2.3	4.8	4.9
23	4.3	3.7	4.3	5.6	3.7	1.9	2.4	0.1	0.2	2.1	4.1	3.6
24	3.8	3.4	3.7	6.8	2.3	2.1	3.3	0.8	0.9	2.1	2.7	3.6

Velocidad del viento a 95 metros de altura en m/s para validación del modelo.

Perfil velocidad del viento caso de estudio

Hora	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic
1	3.2	2.8	3.7	1.9	1.4	0.9	2.7	2.3	1.2	1.8	2.7	2.9
2	1.6	0.3	3.3	0.4	0.7	0.8	2.7	0.7	1.9	2.1	1.3	1.8
3	1.2	0.8	0.5	0.5	0.9	0.4	2.0	0.4	2.8	2.0	1.6	1.6
4	1.3	1.2	0.7	0.1	0.5	1.5	1.3	0.2	1.3	2.5	1.5	1.6
5	1.0	0.2	0.3	0.7	1.8	1.4	2.6	0.6	0.5	1.7	0.8	2.0
6	1.0	0.7	0.3	1.2	1.3	2.5	2.1	0.5	0.3	1.3	1.3	1.3
7	1.3	1.0	0.7	0.3	1.5	1.8	2.2	0.4	0.6	2.6	1.8	1.0
8	0.9	1.1	0.9	0.4	1.6	1.5	2.1	0.1	0.5	2.0	1.4	2.1
9	1.0	1.0	0.8	1.5	2.5	2.2	2.6	0.9	0.2	1.4	1.8	1.6
10	1.1	1.1	1.0	1.6	2.2	2.3	1.6	0.3	0.4	2.2	1.0	1.6
11	0.7	1.3	1.3	2.1	2.2	2.4	2.0	1.6	1.2	2.6	1.5	2.7
12	0.5	0.9	1.4	1.9	2.6	2.2	2.6	1.5	1.7	2.4	1.1	1.9
13	0.9	0.5	1.2	1.1	2.7	1.1	3.5	1.5	1.9	1.8	0.7	1.5
14	1.6	1.7	0.6	1.3	0.6	1.4	3.0	0.7	0.9	1.9	0.6	1.8
15	3.1	2.5	1.5	1.1	0.6	0.6	2.7	0.4	0.4	0.5	1.4	2.4
16	3.3	2.6	2.2	2.6	1.6	1.1	1.2	0.2	0.4	1.3	2.0	2.7
17	3.9	3.0	3.0	3.1	2.3	1.7	2.3	0.3	0.5	1.7	2.3	3.3
18	5.7	4.1	3.3	3.2	2.9	2.3	2.5	0.7	0.2	2.3	2.4	3.1
19	3.3	5.8	4.8	3.5	3.6	2.2	1.8	1.8	1.6	4.3	2.1	4.0
20	4.7	4.0	4.9	2.9	2.7	2.5	2.1	2.9	2.0	2.3	3.6	5.0
21	4.2	5.2	4.8	3.6	3.1	2.7	2.7	2.3	0.3	2.3	3.9	4.2
22	5.8	9.8	5.2	4.3	3.2	1.8	2.2	0.5	1.2	3.8	4.3	8.0
23	4.7	3.7	6.9	4.4	2.4	2.0	2.7	0.4	0.1	4.5	3.3	4.9
24	3.5	3.4	3.8	2.6	2.6	2.1	3.9	0.8	0.8	2.6	2.7	3.9

Velocidad del viento a 95 metros de altura en m/s para validación caso de estudio.