



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

**DISEÑO DE UNA PLANTA HÍBRIDA RENOVABLE CON
ALMACENAMIENTO.**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA

VALENTINA LUNA ALARCÓN MERINO

PROFESOR GUÍA:
RODRIGO MORENO VIEYRA

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
ANDRÉS CABA RUTTE
ÁNGELA FLORES QUIROZ

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR
AL TÍTULO DE INGENIERA CIVIL ELÉCTRICA
POR: VALENTINA LUNA ALARCÓN MERINO
FECHA: 2023
PROF. GUÍA: RODRIGO MORENO VIEYRA

DISEÑO DE UNA PLANTA HÍBRIDA RENOVABLE CON ALMACENAMIENTO.

La combinación de tecnologías de generación fotovoltaica, eólica y almacenamiento a gran escala se ha vuelto cada vez más importante en todo el mundo para asegurar una generación de electricidad estable mediante fuentes de energías renovables. Así, en momentos de excesos de disponibilidad de los recursos renovables, la energía producida puede ser almacenada e inyectada a la red más tarde en momentos de mayor escasez. También, las plantas híbridas permiten aprovechar las complementariedades de distintos recursos renovables.

En este trabajo se propone un modelo matemático que optimiza la inversión en las distintas componentes que conforman una planta híbrida, esto es, la capacidad de generación solar, eólica y almacenamiento. El modelo toma las mejores decisiones desde una perspectiva de maximización de las utilidades de la planta híbrida asumiendo que ésta es tomadora de precios. Los datos de entrada del modelo corresponden a los costos unitarios de inversión, los perfiles eólicos y solares, y los pronósticos de precios spot de una barra en particular. El modelo contiene restricciones propias del mercado eléctrico chileno, como la eliminación de la capacidad de consumo de estas plantas. Es decir, la operación de estas plantas está limitada a solo inyectar energía hacia la red. El modelo se aplica en tres localizaciones diferentes del sistema chileno hacia el año 2025, correspondientes a la zona norte, centro y sur de Chile. Este análisis permite obtener y analizar el diseño óptimo de plantas híbridas dependiendo de su localización, es decir, la disponibilidad del recurso en la zona específica y los precios spots característicos de dicha zona producto de las congestiones proyectadas de la red. Se obtiene como resultado las capacidades óptimas de los componentes que conforman la planta híbrida para cada zona, así como su operación eficiente, pudiendo analizar sus características principales.

*A mis sobrinas y sobrinos, las luces de mi vida,
Agustina, Amanda, León, Santiago y José Tomás.*

Con cariño

Agradecimientos

En primera instancia agradecer a mi familia por todo el amor y cariño en todos estos años de formación personal y académica. A mi madre, Marcia, por ser el pilar más importante en mi vida, la que me enseña día a día a ser fuerte y perseverante ante toda circunstancia, por demostrarnos que los sueños se cumplen. A mi padre, Amado, gracias por enseñarme el amor y el cariño, a ser cada día mejor y por sobretodo por compartir nuestro amor por la ingeniería. A mi hermano, Simón, quien es un ejemplo de fortaleza y constancia, el crecimiento de nuestra relación y la complicidad que tenemos hoy en día es impagable. Les amo, con todo mi corazón.

En segundo lugar, a mis compañeros de lucha Gabriel Mendoza, José Paz, Luciano Mora y Rodrigo Espinoza, con quienes hemos compartido triunfos y derrotas que nos han permitido crecer y fortalecer nuestro amor. Al Colectivo Conciencia y Acción, a todos y todas sus integrantes desde el inicio hasta el final, ustedes me permitieron vivir cada una de nuestras aventuras y ser parte de la historia de la organización estudiantil de nuestra facultad. Gracias a todas las personas que fueron parte de mi formación política, a cada una de ustedes las recuerdo con amor y cariño.

A mi abuela Prosperina por su firmeza ante las adversidades y por sobre todo a su ejemplo de fortaleza. A mi abuela Inés por demostrar que la fe mueve montañas, por ser una guía en mi camino y siempre encontrar una respuesta en sus palabras. A mis tías, por el apoyo en cada uno de nuestros procesos. A mis primos y primas, sobre todo a Rodrigo y Romi a quienes sin duda les debo cada una de mis decisiones académicas, por acompañarme en los momentos de incertidumbre. Alonso, por ser mi compañero y partner desde siempre.

A Paz Fernández y Joaquín Araya mis electroamigos con quienes compartimos los vaivenes propios de la carrera con los cuales culminamos esta etapa en nuestras vidas. A mi amiga hermosa Vale Ramos con quien forjamos una hermosa amistad en la cual hemos compartido ideales e instancias de amor y compañía irreemplazables, gracias amiga por siempre tener un espacio para mi en tu hogar. A Javiera Jaime futura colega, te quiero mucho y gracias por abrazarme en mis últimos días como universitaria. A Fabiola Mariqueo por esas conversaciones profundas y por permitirme compartir la música.

A mis bachis, mis primeros amigos en esta etapa quienes día a día llenan mi corazón de amor, a 10 años del inicio de nuestra amistad seguimos abrazándonos en nuestros logros y penas. A mis polillas, mis amores y mis compañeras de vida, las amo con todo mi corazón y más, gracias por estar siempre ante toda adversidad.

Finalmente, gracias a mi comisión Rodrigo Moreno, Andrés Caba y Ángela Flores, por su orientación y guía en todo este proceso.

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. Estructura de la Memoria | 3 |
| 2. Estado del Arte y Marco Teórico | 4 |
| 2.1. Mercado Eléctrico Chileno | 4 |
| 2.1.1. Mercado Spot | 4 |
| 2.2. Plantas Híbridas | 5 |
| 2.2.1. Generación Fotovoltaica | 6 |
| 2.2.2. Generación Eólica | 7 |
| 2.3. Sistemas de Almacenamiento | 8 |
| 2.3.1. Modelamiento Matemático de un BESS | 10 |
| 2.3.2. Tecnologías de Interés | 10 |
| 2.4. Proyección de Costos | 14 |
| 2.5. Estado del Arte | 16 |
| 3. Metodología | 18 |
| 3.1. Descripción General | 18 |
| 3.2. Nomenclatura | 19 |
| 3.2.1. Índices | 19 |
| 3.2.2. Parámetros | 19 |
| 3.2.3. Variables de decisión | 19 |
| 3.3. Modelo de Optimización | 19 |
| 3.3.1. Función Objetivo | 19 |
| 3.3.2. Restricciones | 20 |
| 4. Resultados y Análisis | 22 |
| 4.1. casos de Estudio | 22 |
| 4.2. Datos de Entrada | 24 |
| 4.2.1. Costos de Inversión | 24 |
| 4.2.2. Parámetros de la Batería | 24 |
| 4.2.3. Precios Spot | 25 |
| 4.2.4. Perfil Eólico | 26 |
| 4.2.5. Perfil Solar | 28 |
| 4.3. Resultados y Análisis | 29 |

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 4.3.1. | Caso Base | 29 |
| 4.3.2. | Caso 1 | 33 |
| 4.3.3. | Caso 2 | 37 |
| 4.3.4. | Caso 3 | 42 |
| 4.4. | Análisis de los casos | 48 |
| 4.4.1. | Análisis Caso 1 | 48 |
| 4.4.2. | Análisis Caso 2 | 49 |
| 4.4.3. | Análisis Caso 3 | 50 |
| 4.4.4. | Análisis de casos óptimos por Zona | 51 |
| 5. | Conclusiones | 53 |
| 5.1. | Trabajo Futuro | 54 |
| | Bibliografía | 55 |
| | Anexo A. Comportamiento de la Planta de 150 [MW] | 58 |
| A.1. | Caso Base | 58 |
| A.1.1. | Generación Solar | 58 |
| A.1.2. | Generación Eólica | 59 |
| A.1.3. | Carga de la Batería | 60 |
| A.1.4. | Energía Almacenada | 61 |
| A.2. | Caso 1 | 62 |
| A.2.1. | Generación Solar | 62 |
| A.2.2. | Generación Eólica | 62 |
| A.3. | Caso 2 | 64 |
| A.3.1. | Generación Solar | 64 |
| A.3.2. | Generación Eólica | 65 |
| A.4. | Caso 3 | 66 |
| A.4.1. | Generación Solar | 66 |
| A.4.2. | Generación Eólica | 66 |

Índice de Tablas

| | | |
|-------|--|----|
| 2.1. | Capacidad Eólica Instalada en Chile. | 8 |
| 2.2. | Características Técnicas de las Baterías. | 13 |
| 4.1. | Capacidad Mínima por Tecnología para la Planta Híbrida de 150[MW] | 23 |
| 4.2. | Capacidad Mínima por Tecnología para la Planta Híbrida de 300[MW] | 23 |
| 4.3. | Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento. | 24 |
| 4.4. | Parámetros del sistema de almacenamiento [32]. | 24 |
| 4.5. | Resumen de la proyección de precios Spot al 2025. | 25 |
| 4.6. | Utilidades para las Plantas de Generación. | 30 |
| 4.7. | Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso Base. | 30 |
| 4.8. | Promedio de la Potencia Generada para cada planta. | 31 |
| 4.9. | Máxima Potencia Generada para cada planta. | 31 |
| 4.10. | Mínima Potencia Generada para cada planta. | 31 |
| 4.11. | Utilidades por Zona para el Caso 1. | 33 |
| 4.12. | Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 1. | 34 |
| 4.13. | Promedio de la Potencia Generada para el Caso 1. | 34 |
| 4.14. | Máxima Potencia Generada para el Caso 1. | 34 |
| 4.15. | Mínima Potencia Generada para el Caso 1. | 35 |
| 4.16. | Utilidades por Zona para el Caso 2. | 38 |
| 4.17. | Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 2. | 38 |
| 4.18. | Promedio de la Potencia Generada para el Caso 2. | 38 |
| 4.19. | Máxima Potencia Generada para el Caso 2. | 39 |
| 4.20. | Mínima Potencia Generada para el Caso 2. | 39 |
| 4.21. | Utilidades por Zona para el Caso 3. | 42 |
| 4.22. | Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 3. | 43 |
| 4.23. | Promedio de la Potencia Generada para el Caso 3. | 43 |
| 4.24. | Máxima Potencia Generada para el Caso 3. | 43 |
| 4.25. | Mínima Potencia Generada para el Caso 3. | 43 |
| 4.26. | Diferencia de las Utilidades del Caso 1 con respecto al Caso Base. | 49 |
| 4.27. | Diferencia de las Utilidades del Caso 2 con respecto al Caso Base. | 50 |
| 4.28. | Diferencia de las Utilidades del Caso 3 con respecto al Caso Base. | 51 |

Índice de Ilustraciones

| | | |
|-------|---|----|
| 2.1. | Ilustración del Mercado Spot. | 5 |
| 2.2. | Capacidad Instalada de Energía Híbrida en EEUU [13]. | 6 |
| 2.3. | Generación Solar. | 7 |
| 2.4. | Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento Según Tecnología. | 8 |
| 2.5. | Componentes Generales de un Sistema de Almacenamiento [19]. | 9 |
| 2.6. | Funcionamiento de las BESS [21]. | 11 |
| 2.7. | Batería Ion-Litio [11]. | 12 |
| 2.8. | Batería Sodio-Sulfuro [11]. | 12 |
| 2.9. | Batería de Flujo VRB [11]. | 13 |
| 2.10. | Batería de Plomo-ácido [11]. | 13 |
| 2.11. | Costos de inversión de acuerdo el PELP 2023. | 15 |
| 2.12. | Proyección de la reducción de costos desde 2016 hasta 2030 para los Sistemas de Almacenamiento [11] | 15 |
| 3.1. | Diagrama de flujo de la metodología. | 18 |
| 4.1. | Casos de Estudio. | 23 |
| 4.2. | Precios Spot al 2025 S/E Crucero. | 25 |
| 4.3. | Precios Spot al 2025 S/E Quillota. | 26 |
| 4.4. | Precios Spot al 2025 S/E Charrúa. | 26 |
| 4.5. | Perfil Eólico Normalizado S/E Crucero. | 27 |
| 4.6. | Perfil Eólico Normalizado S/E Quillota. | 27 |
| 4.7. | Perfil Eólico Normalizado S/E Charrúa. | 27 |
| 4.8. | Perfil Solar Normalizado S/E Crucero. | 28 |
| 4.9. | Perfil Solar Normalizado S/E Quillota. | 29 |
| 4.10. | Perfil Solar Normalizado S/E Charrúa. | 29 |
| 4.11. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Centro. | 32 |
| 4.12. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Centro. | 32 |
| 4.13. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Sur. | 33 |
| 4.14. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Norte. | 35 |
| 4.15. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Centro. | 36 |
| 4.16. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Sur. | 36 |
| 4.17. | Energía Almacenada por la batería para el Caso 1 en la Zona Norte. | 37 |
| 4.18. | Carga y descarga de la batería para el Caso 1 en la Zona Norte. | 37 |
| 4.19. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Norte. | 39 |
| 4.20. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Centro. | 40 |
| 4.21. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Sur. | 41 |
| 4.22. | Energía Almacenada por la batería para el Caso 2 en la Zona Norte. | 41 |
| 4.23. | Carga y descarga de la Batería para el Caso 2 en la Zona Norte. | 42 |
| 4.24. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 3 en la Zona Norte. | 44 |

| | | |
|-------|---|----|
| 4.25. | Potencia de la Planta Híbrida de 150 [MW] para el Caso 3 en la Zona Centro. | 44 |
| 4.26. | Potencia de la Planta Híbrida de 300 [MW] para el Caso 3 en la Zona Centro. | 45 |
| 4.27. | Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 3 en la Zona Sur. | 45 |
| 4.28. | Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Norte. | 46 |
| 4.29. | Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Centro. | 46 |
| 4.30. | Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Sur. | 47 |
| 4.31. | Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Norte. | 47 |
| 4.32. | Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Centro. | 48 |
| 4.33. | Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Sur. | 48 |
| A.1. | Generación Solar para el Caso Base en la Zona Centro. | 58 |
| A.2. | Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Norte. | 59 |
| A.3. | Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Centro. | 59 |
| A.4. | Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Sur. | 59 |
| A.5. | Carga de la Batería para el Caso Base en la Zona Norte. | 60 |
| A.6. | Carga de la Batería para el Caso Base en la Zona Sur. | 60 |
| A.7. | Energía Almacenada para el Caso Base en la Zona Norte. | 61 |
| A.8. | Energía Almacenada para el Caso Base en la Zona Sur. | 61 |
| A.9. | Generación Solar para el Caso 1 en la Zona Centro. | 62 |
| A.10. | Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Norte. | 62 |
| A.11. | Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Centro. | 63 |
| A.12. | Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Sur. | 63 |
| A.13. | Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Norte. | 64 |
| A.14. | Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Centro. | 64 |
| A.15. | Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Sur. | 64 |
| A.16. | Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Norte. | 65 |
| A.17. | Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Centro. | 65 |
| A.18. | Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Sur. | 65 |
| A.19. | Generación Solar para el Caso 3 en la Zona Centro. | 66 |
| A.20. | Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Norte. | 66 |
| A.21. | Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Centro. | 67 |
| A.22. | Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Sur. | 67 |

Capítulo 1

Introducción

En el presente capítulo se describen los lineamientos que enmarcan el trabajo a realizar. Se indica la motivación del trabajo de título, luego se identifican los objetivos generales y específicos, finalmente se presenta la estructura del documento.

1.1. Motivación

Durante los últimos años, se han llevado a cabo diversas iniciativas para acelerar el proceso de descarbonización en Chile. En 2020, se firmó un acuerdo para retirar las centrales de carbón [1], el cual fue suscrito por empresas como AES Gener, Colbún, Enel, Engie y la Asociación de Generadoras de Chile. Según este acuerdo, se pondrá fin a los proyectos que utilicen carbón y que no cuenten con sistemas de captura y almacenamiento de carbono, así como otras tecnologías. Además, se ha constituido un Grupo de Trabajo coordinado por el Ministerio de Energía, cuyo objetivo es analizar los diferentes aspectos tecnológicos, ambientales, sociales, económicos, de seguridad y de suficiencia de cada planta, así como del sistema eléctrico en su totalidad.

El contexto nacional e internacional ha generado un cuestionamiento sobre las emisiones de carbón y la producción de desechos, lo que ha llevado a Chile a comprometerse con el desarrollo de políticas en materia de cambio climático y a avanzar en el cumplimiento de los objetivos del desarrollo sostenible. En este sentido, en junio de 2021, la Cámara de Diputados y Diputadas aprobó la prohibición del funcionamiento de centrales a carbón a partir del 31 de diciembre de 2025 [2]. Esta nueva meta difiere de la definida en 2015 por el Comité Consultivo de Energía, el cual estableció la Hoja de Ruta 2050 con el objetivo de lograr una penetración del 70 % de energías renovables para el año 2050. Ante este cambio de meta, es urgente realizar estudios que analicen la propuesta y generen soluciones a las posibles dificultades, dado el acelerado cambio de la matriz eléctrica en Chile y el aumento de la demanda energética, lo que implica una mayor flexibilidad del sistema. Entre los principales desafíos a enfrentar se encuentran la alta variabilidad e incertidumbre de las energías renovables y el comportamiento cambiante de la demanda.

Es así que los sistemas de Almacenamiento son parte de la solución a estos problemas, como lo presentan diversas investigaciones a lo largo de estos años [3]. Los Sistemas de Almacenamiento de Energía pueden aportar a la flexibilidad del sistema y tienen múltiples

aplicaciones en la industria energética.

Chile promulgó la Ley de Almacenamiento de Energía y Electromovilidad en noviembre del 2022, la cual promueve en el futuro la remuneración por inyección y potencia para los proyectos que conllevan almacenamiento. En Chile actualmente solo existen 70 [MW] de almacenamiento instalado, 60 [MW] se encuentran en construcción y 275 [MW] aprobados o esperando la calificación ambiental, lo cual refleja las inversiones privadas para esta tecnología. Sin embargo, aún se encuentra pendiente el reglamento de la ley anteriormente mencionada, para ver como se llevará a cabo la práctica de lo estipulado.

La combinación de dos o más sistemas de generación de energía combinados en una sola instalación para la generación de energía eléctrica se denomina hibridación o plantas híbridas, a la cual se le pueden agregar diversos sistemas de almacenamiento. Estos sistemas se encuentran conformados generalmente por fuentes de energía renovables y de ser necesario se complementan con grupos electrógenos, dejándolos en la mayoría de los casos solo para funciones de emergencia.

De acuerdo a la hibridación de las plantas de energía renovables se propone la inversión de una planta con un mix de generación eólico y fotovoltaico incluyendo un sistema de almacenamiento. Estos sistemas son óptimos para el abastecimiento de energía cuando la velocidades de los vientos son mayores a 5,7 m/s [4], independiente del consumo energético. De acuerdo a los proyectos de generación híbrida se encuentran diferentes ejemplos alrededor del mundo como lo son:

- Proyecto Redstone que se encuentra en la región de Northern Cape en Sudáfrica, el cual esta compuesto por dos plantas fotovoltaicas que suman 171 [MW] y una planta CSP con tecnología de torre de 100 [MW] y un sistema de almacenamiento térmico durante sales fundidas de almacenamiento de 12 horas [5].
- Proyecto Ashali Solar Complez en Israel, el cual se encuentra compuesto por la hibridación de una planta fotovoltaica de 30 [MW] y dos plantas CSP de 121 [MW] cada una, con un sistema de almacenamiento térmico de 4,5 horas [6].
- Proyecto Noor Midelt el cual planea una construcción de un complejo solar híbrido con tecnologías fotovoltaica y de concentración en Marruecos. Se espera que alcance una potencia de 800 [MW], con un sistema de almacenamiento de al menos 5 horas.[7]

En Chile, se está construyendo la primera planta de generación de energía renovable híbrida que utilizará tanto energía eólica como fotovoltaica. La planta se llamará Azabache y tendrá una capacidad de 60,9 [MW], y se combinará con el parque eólico Valle de los Vientos de 90 [MW] [8] para aumentar la producción de energía renovable. Además, se considera la posibilidad de integrar un sistema de almacenamiento en el futuro. Es importante destacar que desde la perspectiva de los inversionistas, es fundamental realizar estudios que generen confianza y seguridad en el futuro de la descarbonización en Chile.

1.2. Objetivos

1.2.1. Objetivo General

Dimensionar una planta de generación híbrida mediante un modelo de optimización que permitan maximizar las utilidades al invertir en estas nuevas tecnologías.

1.2.2. Objetivos Específicos

Los objetivos específicos son los siguientes:

1. Diseñar un modelo de generación eléctrica mediante un modelo de optimización que maximice las utilidades de los generadores.
2. Identificar y construir parámetros de entrada que caracterizan el sistema en estudio, en particular, costos de inversión de tecnologías, perfiles eólicos y solares, pronósticos de precios spot de compra de energía, etc.
3. Implementar el modelo diseñado en tres escenarios diferente de estudio y analizar el *mix* de generación instalado y los costos asociados.

1.3. Estructura de la Memoria

Este trabajo consta de cinco capítulos. En el primer capítulo se proporciona una introducción. En el segundo capítulo se realiza una revisión bibliográfica del mercado eléctrico chileno, en particular del mercado spot. Luego, se presenta un análisis de las plantas híbridas, así como de la generación eólica y fotovoltaica. Se continúa con el estudio de las distintas aplicaciones y tecnologías de los sistemas de almacenamiento, y se finaliza con un estudio de la proyección de los costos de inversión de las tecnologías de interés. En el tercer capítulo, se explica la metodología utilizada, incluyendo el modelo de optimización a implementar. El cuarto capítulo presenta los resultados y su respectivo análisis, contemplando las características generales de los casos de estudio y los datos de entrada del modelo. Finalmente, en el quinto capítulo, se presentan las principales conclusiones de este trabajo y se plantean los futuros desafíos en esta materia.

Capítulo 2

Estado del Arte y Marco Teórico

En el presente capítulo se incluyen los antecedentes generales necesarios para una adecuada comprensión del diseño de una planta híbrida con almacenamiento. Mostrando los principales elementos recopilados a partir de la revisión bibliográfica y estado del arte que cubre aspectos tanto, generales como particulares. En específico se realiza el estudio del mercado eléctrico chileno, las plantas híbridas, los sistemas de almacenamiento y la proyección de los costos de inversión de estas tecnologías.

2.1. Mercado Eléctrico Chileno

El diseño del mercado eléctrico chileno se basa en un modelo de mercado mayorista el cual ha estado en constante cambio, desde una estructura de tipo pool¹ a una estructura de tipo ISO². En este sistema coexisten dos mercados principales, un mercado spot el cual corresponde principalmente a la generación y contratos bilaterales.

El Coordinador Eléctrico Nacional, por medio de diferentes procedimientos y mecanismos que se encuentran regulados, determina un precio de mercado a corto plazo, también llamado *precio spot*. Este precio es resultante de la operación económica centralizada por parte del coordinador y es distinto en cada zona del sistema, de acuerdo a sus condiciones particulares.

2.1.1. Mercado Spot

En el mercado mayorista de electricidad de Chile, las empresas generadoras transan energía y potencia entre sí, las que dependen de los contratos de suministro que cada una ha suscrito, debido a que la demanda real de sus clientes será asignada como retiro de energía de la generadora. En términos simples, para cada hora se determinará el monto a transar como la diferencia entre la energía inyectada al sistema eléctrico valorizada al costo marginal (CMg) [9].

En la Figura 2.1³ se muestra las interacciones de los diferentes agentes del mercado chileno.

¹ Mercado de electricidad de corto plazo donde los vendedores ofertan en el pool los precios y cantidades de electricidad y las generadoras son despachadas para suministrar la demanda.

² Modelo donde el sistema es operado y coordinado por un agente independiente de los demás participantes.

³ Elaboración propia

En así que se puede apreciar que las empresas generadoras se relacionan con el mercado spot mediante la compra y venta de energía y potencia. También se anuncia los PMG y PMGD, los cuales son los Pequeños Medios de Generación y Pequeños Medios de Generación Distribuida, los cuales se relacionan directamente con el precio estabilizado. Las flechas de color azul indican la compra y venta al mercado spot, las de color amarillo corresponden a los contratos regulados y las verdes a un contrato bajo negociación directa.

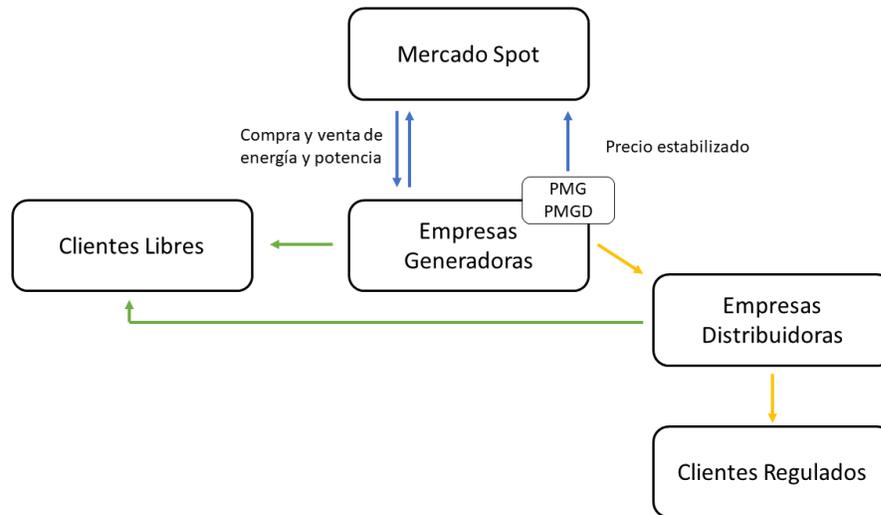


Figura 2.1: Ilustración del Mercado Spot.

2.2. Plantas Híbridas

Las plantas de energía híbrida son aquellas que generan electricidad a partir de dos o más fuentes de generación, de origen renovable compartiendo el mismo punto de conexión. La combinación de la energía fotovoltaica y/o eólica con sistemas de almacenamiento a gran escala esta ganando cada día mayor importancia al momento de garantizar una generación estable. Sobre todo al poder almacenar la energía generada temporalmente e inyectarse en la red cuando sea necesario. Esto también genera nuevos modelos de negocios cada vez más beneficiosos tanto para las generadoras como también para el usuario.

Los tipos de energía eléctrica por hibridación más comunes corresponden la mezcla de las siguientes tecnologías, cabe mencionar que a todas se les puede agregar el almacenamiento:

- Fotovoltaica + Eólica
- Fotovoltaica + Hidráulica
- Hidráulica + Eólica
- Termosolar + Biomasa

Una planta de estas características puede crearse desde cero o también realizar la hibridación de una planta ya existente, añadiendo una de estas tecnologías o un sistema de

almacenamiento [10].

Teniendo en cuenta lo anterior y a medida que los precios de las baterías continúan bajando [11] y al mismo tiempo aumenta la penetración de generación eólica y solar variable, las generadoras de plantas de energía combinan cada vez más proyectos eólicos y solares con baterías, generando así plantas de energía híbridas [12]. Una nueva investigación del Laboratorio Nacional de Lawrence Berkeley y el Instituto de Investigación de Energía Eléctrica en Estados Unidos a mostrado interés en las plantas híbridas y que esta nueva tecnología ofrece diferentes beneficios en relación las las plantas independientes [13]. En la Figura 2.2 se ve la evolución de la capacidad de energía híbrida, como se muestra, ya hay un 4.6 de GW ubicadas en conjunto a baterías y sistemas de almacenamiento.

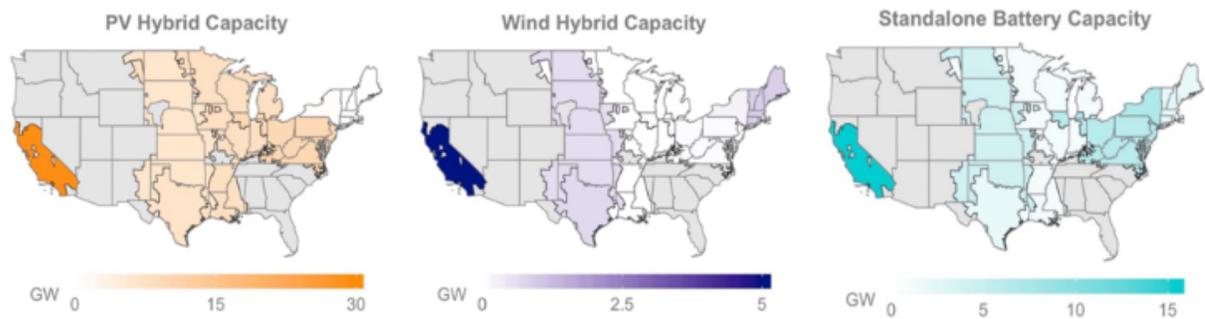


Figure 1. Hybrid capacity and standalone battery capacity in each ISO queue

Figura 2.2: Capacidad Instalada de Energía Híbrida en EEUU [13].

En las colas de interconexión una cuarta parte de los proyectos solares propuestos se combinan con baterías, y un 4% de los proyectos eólicos también se proponen como híbridos. Gracias a la alta penetración de energía solar, se puede ver una baja carga neta en el día y con una gran rampa en las horas de la tarde, lo cual se conoce como curva de pato [14].

Por otro lado, poner los generadores y baterías en un solo lugar ahorra en equipos compartidos, de interconexión, costos de permisos, captura energía recordada y aprovecha los créditos fiscales y federales que fomentan el acoplamiento de baterías y energía solar. Los operadores y compradores de energía prefieren plantas híbridas en comparación con generadores independientes dada la mayor flexibilidad del despacho [13].

Finalmente, el propiciar una configuración mixta de generación de energía permite mayor competencia en términos de energías renovables. Desde el punto de vista económico en términos de los beneficios sistémicos relacionados con la flexibilidad de las plantas híbridas, resultan más rentables que otras plantas, sumando además la flexibilidad y la capacidad de despacho [15].

2.2.1. Generación Fotovoltaica

Los paneles o módulos fotovoltaicos son aquellos que convierten la radiación solar en energía eléctrica. Cada uno de estos paneles se encuentra compuesto por varias celdas fotovoltaicas. Cada una de estas celdas se encuentra formada por materiales semiconductores como por ejemplo silicio cristalino, el cual genera la absorción de la luz solar y produce ener-

gía eléctrica por medio de un proceso que se llama *fotovoltaico*. Esta cantidad de energía generada por el panel va a depender de la irradiancia que recibe la celda fotovoltaica y su curva de generación [16].

En la Figura 2.3.a se muestra la radiación o generación solar promedio por hora en diferentes zonas de nuestro país, y en la Figura 2.3.b se muestra la generación por mes. Estos datos son importantes al momento de entender la necesidad de generar una mayor confiabilidad del sistema, sobre todo en las horas *no-sol* que se pueden ver en el gráfico horario [16].

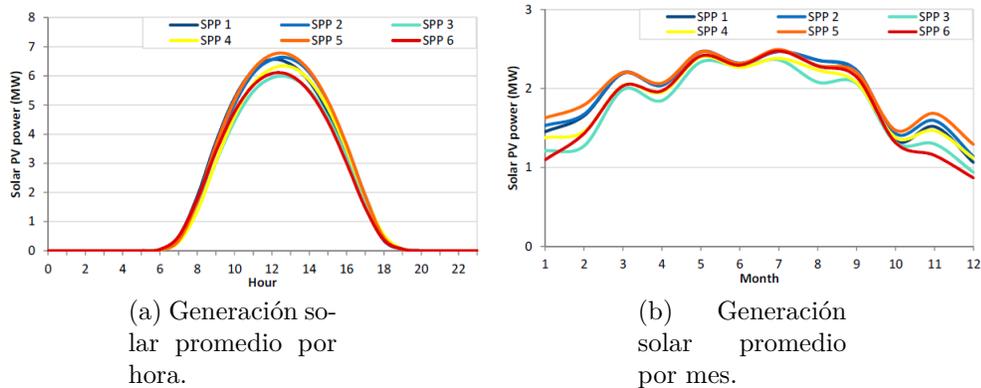


Figura 2.3: Generación Solar.

2.2.2. Generación Eólica

La energía eólica es parte de las energías renovables no convencionales que utiliza la fuerza del viento para generar electricidad. El potencial eólico se calcula en función de la distribución de la velocidad del viento. Los aerogeneradores situados en sitios donde las medias de velocidad sean de 8 metros por segundo en altura por eje del rotor pueden llegar a producir el 75 % hasta 100 % más de electricidad que aquellas donde el viento sola a una media de 6 metros por segundo.

La generación eólica durante muchos años fue cuestionada por su alta volatilidad, pero mediante diferentes estudios se ha podido establecer que a pesar del nivel de perturbación de la máquina eólica esta se mantiene estable. La inserción de generación eólica a una red determinada tiene una influencia directa sobre el perfil dinámico del mismo, en particular, sobre la estabilidad transitoria. Es posible notar que cuando se compara un comportamiento de un sistema eléctrico compuesto por máquinas generadores convencionales frente a un sistema que tiene baja penetración eólica, el sistema mantiene su estabilidad transitoria [17].

Actualmente en nuestro país la capacidad instalada de energía eólica se resume en la Tabla siguiente Tabla 2.1, la cual contiene la distribución de esta por zona abarcando el Sistema Eléctrico Nacional, de Aysén y de Magallanes (SEN⁴, SEM⁵ y SEA⁶).

⁴ Sistema Eléctrico Nacional

⁵ Sistema Eléctrico de Magallanes

⁶ Sistema Eléctrico de Aysén

Tabla 2.1: Capacidad Eólica Instalada en Chile.

| | Eólica [MW] | Total | Porcentaje de participación |
|--------------|-------------|--------|-----------------------------|
| SEN | 3.805 | 31.709 | 12,0 % |
| SEA | 3,1 | 66 | 4,6 % |
| SEM | 2,6 | 116 | 2,2 % |
| Total | 3.810,7 | 31.891 | 12,0 % |

Una de las principales incógnitas de la integración de plantas de generación eólica es la localización de estas debido a la alta variabilidad de estas, en el artículo [18] se realiza una propuesta metodológica para determinar la ubicación geográfica para una planta de generación eólica. Donde se propone mediante la teoría de optimización de portafolios diferentes escenarios de localización de estas, disminuyendo la varianza intra-diaria y aumentando el factor de planta.

2.3. Sistemas de Almacenamiento

Los sistemas de almacenamiento de energía se definen como un conjunto de equipos y dispositivos eléctricos que mediante el proceso de conversión de energía de un estado a otro permiten su almacenamiento, de esta forma, se puede utilizar la energía almacenada para otros momentos [19]. Además, se pueden clasificar de diferentes formas de acuerdo al interés en el estudio de estos. En la Figura 2.4 se clasifican de acuerdo a la naturaleza de su tecnología.



Figura 2.4: Clasificación de los Sistemas de Almacenamiento Según Tecnología.

Una forma de clasificar los ESS es según el tiempo de entrega del suministro, lo cual permite diferenciar el tipo de respuesta que entregan de acuerdo a las diferentes necesidades del sistema:

- **Corto Plazo:** estos sistemas suministran grandes cantidades de potencia por pocos segundos o minutos, por lo cual se reconocen por las grandes densidades de potencia y capacidad, normalmente se utilizan en los servicios complementarios como la regulación de tensión y frecuencia.
- **Mediano plazo:** estas tecnologías son capaces de proporcionar suministro por horas. Se utilizan para la gestión de energía, reducción de congestiones en la red y a veces, en la regulación de frecuencia.
- **Largo Plazo:** son las tecnologías que pueden regular diferentes variaciones del consumo y generación en ventanas de tiempo mayores o iguales a 24 horas.

Los ESS generalmente se componen de una unidad de almacenamiento propiamente tal, la cual se encarga de almacenar la energía neta, también tienen un sistema de control y un sistema de conversión de potencia, lo cual permite controlar los parámetros técnicos del equipo. Además, puede requerir un transformador que aumente o disminuya los niveles de tensión, de esta forma, es posible conectar el ESS a la red. Las componentes generales de un ESS se muestran en la Figura 2.5. Los sistemas de almacenamiento que operan en corriente continua requieren un inversor para convertir la señal, la cual puede ser de corriente alterna a continua o viceversa. Por otro lado, los que inyectan energía en corriente alterna de forma directa no necesitan este inversor dentro de sus componentes.

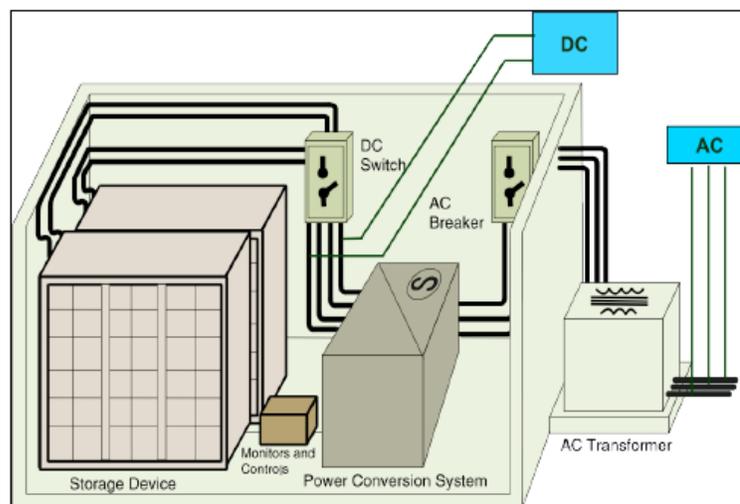


Figura 2.5: Componentes Generales de un Sistema de Almacenamiento [19].

Por otra parte, los Sistemas de Almacenamiento tienen diversas aplicaciones, desde la integración en el suministro eléctrico, servicios complementarios o auxiliares, aplicaciones de soporte en la red, aplicación de integración en las energías renovables y aplicaciones para el usuario final [20]. Parte de los impedimentos que tienen los Sistemas de Almacenamiento son sus altos costos de integración, pero durante estos últimos años se ha observado una tendencia a la baja de estos costos proyectando que los valores continúen descendiendo [11].

Por lo tanto, los ESS serán una opción cada vez más competitiva ofreciendo nuevas tecnologías y aplicaciones. A modo de resumen de lo anterior se tiene:

- Aplicaciones de suministro eléctrico: a escala de red donde el almacenamiento se puede utilizar tanto para añadir la capacidad al sistema en los períodos de mayor consumo, como también para trasladar energía en el tiempo desde un periodo de mejor consumo a uno de mayor consumo.
- Servicios Complementarios: para ofrecer una mejor calidad y fiabilidad del suministro eléctrico. Estos servicios incluyen conceptos como la provisión de capacidad de reserva en caso se sobrecarga, el equilibrio de cargas en diferentes puntos de red y distintos momentos del día, y la regulación de voltaje.
- Aplicaciones de soporte de la red: en el sistema de transmisión ayuda a la descongestión, el aplazamiento de las costosas modernizaciones del sistema de transporte o también al suministro de potencia de forma auxiliar para las subestaciones del sistema.
- Aplicaciones de integración de renovables: los sistemas de almacenamiento son utilizados en el *mix* de generación total, lo cual permite desplazar el aporte de las renovables a la red entre los diferentes puntos del día y de esta forma garantizar la capacidad intermitente, sin generar estas soluciones de almacenamiento de energía es muy difícil implementar de forma beneficiosa la generación de renovables, provocando pérdidas significativas de energía a lo largo del día.
- Aplicaciones para el usuario final: principalmente asociada a la generación distribuida, incluyendo ventajas como el mantenimiento de la calidad y fiabilidad de la electricidad, permitiendo a los consumidores gestionar de forma más eficaz la exposición a los cargos por demanda.

2.3.1. Modelamiento Matemático de un BESS

El modelamiento matemático para un sistema de almacenamiento se establece de forma general mediante la *ecuación de inventario*, esta asegura el comportamiento energético de una batería para todo tiempo t .

Esta ecuación indica que la energía almacenada en un instante de tiempo t corresponde a la energía disponible en el instante anterior $t - 1$ ponderado por el factor de pérdida propio de la tecnología a utilizar γ . A esto se le suma la energía cargada en el BESS en el periodo t ponderado por la eficiencia del ciclo de carga η^C ; luego se le debe restar la energía que genera desde el almacenamiento dividido en su factor de eficiencia respectivo, que se conoce como factor de descarga η^D , tal como se muestra en la ecuación 2.1

$$E_t = E_{t-1} \cdot \gamma + P_t^C \cdot \eta^C - \frac{P_t^D}{\eta^D} \quad (2.1)$$

2.3.2. Tecnologías de Interés

Como se expresó anteriormente existen diferentes formas de clasificar a los sistemas de almacenamiento, una de las diferencias de estos sistemas es la forma en la cual almacenan

la energía, la cual puede ser mecánica, térmica, química o eléctrica. En general, los ESS comparten el esquema general presentado en la Figura 2.5. En los siguientes párrafos se especifican las principales características de las tecnologías de los sistemas de almacenamiento.

- **Baterías:** las *Battery Energy Storage System* (BESS) son dispositivos de almacenamiento de energía compuestos principalmente por celdas electroquímicas capaces de convertir energía química en corriente eléctrica y viceversa [11]. Cada una de las celdas se encuentra formada por un cátodo, un ánodo y un electrolito. El funcionamiento de las BESS se basa en la diferencia de potencial generada entre los electrodos de la celda como se puede visualizar en la Figura 2.6, esta se genera entre los electrodos de la celda mediante las reacciones químicas de óxido reducción [21].

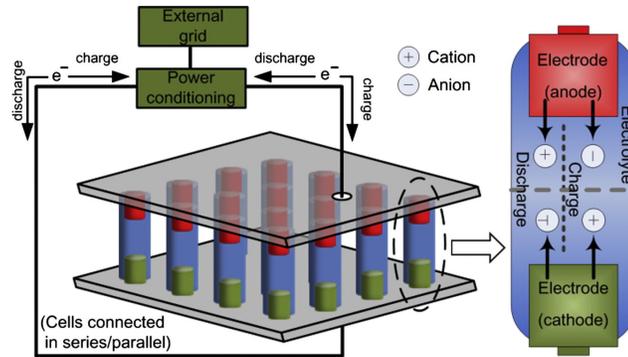


Figura 2.6: Funcionamiento de las BESS [21].

Para distinguir mejor las características de una batería se detallan a continuación los principales componentes que se deben evaluar al momento de invertir en un sistema de almacenamiento con estas características [22] [23]:

- **Estante de Baterías:** o en inglés *Battery Rack*, el cual corresponde a un número determinado de celdas y módulos de baterías conectadas en serie o en paralelo.
- **Sistema de conversión de energía:** o en inglés *Power Conversion System* el cual se encarga de convertir la corriente alterna en corriente continua y viceversa, así permite el flujo de energía entre el BESS y la red.
- **Sistema de gestión de batería:** es el sistema que se encarga de proteger el BESS de un mal funcionamiento, maximizando la vida útil al ir monitorizando constantemente los parámetros de la batería, como por ejemplo la corriente, el voltaje, la temperatura y el nivel de energía disponible.
- **Sistema de gestión de energía:** tiene la función de ir monitorizando, controlando y optimizando el flujo de energía entre la batería y la red.
- **Sistema de gestión térmica de la batería:** se encarga de mantener el sistema dentro de los rangos de temperatura óptima, evitando el sobrecalentamiento por medio de un intercambiador de calor.

Dentro del interés de conocer los sistemas de almacenamiento es importante además caracterizar los diferentes tipos de batería que se encuentran actualmente en el mercado.

- **Baterías de Ion-litio:** estas baterías utiliza un compuesto de carbono grafito, un cátodo de óxido de litio y un electrolito líquido orgánico no acuoso. En estas baterías el proceso de carga y los iones de litio migran desde el cátodo a través del electrolito hacia el ánodo, donde se combinan con electrones externos y se depositan entre las capas de carbono grafito como átomos de litio. Durante la descarga ocurre en dirección inversa. El principal desafío para este tipo de tecnología son sus altos costos debido a los requerimientos especiales de embalaje y sus circuitos internos de protección contra sobre cargas [11]. En la Figura 2.7 se ilustra el funcionamiento general.

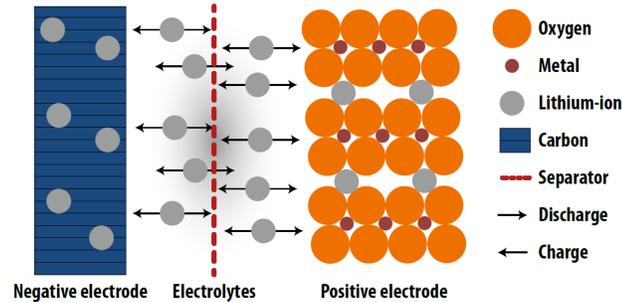


Figura 2.7: Batería Ion-Litio [11].

- **Batería de Sodio-sulfuro:** este tipo de baterías se caracteriza debido a que el ánodo se encuentra fabricado con azufre líquido y el cátodo se encuentra compuesto por sodio en su estado líquido [11]. En la Figura 2.8 se encuentran expuestas las principales características de este tipo de sistemas de almacenamiento.

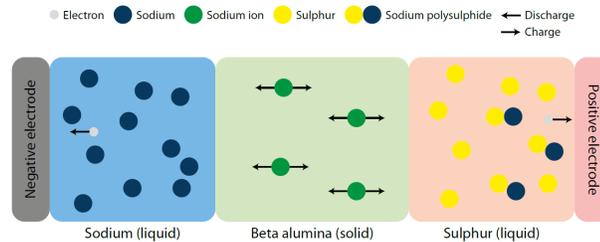


Figura 2.8: Batería Sodio-Sulfuro [11].

- **Baterías de flujo:** con respecto a este tipo de baterías se caracterizan por utilizar soluciones electrolíticas almacenadas en tanques externos, desde estos tanques se bombean los electrolitos que circulan a través de una celda electroquímica conformada por el ánodo, cátodo y un separador de membrana [23]. Es la mayormente usada ya que se aplica para mejorar la calidad de la energía, dispositivos de alimentación ininterrumpida y en la nivelación de carga.

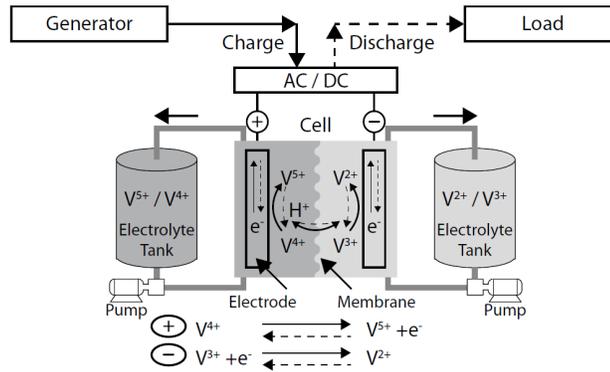


Figura 2.9: Batería de Flujo VRB [11].

- **Batería plomo-ácido:** estas baterías se encuentran compuestas por un electrolito de ácido sulfúrico, un ánodo de plomo y un cátodo de dióxido de plomo [11]. La Figura 2.10 representa la estructura general de una batería de plomo-ácido.

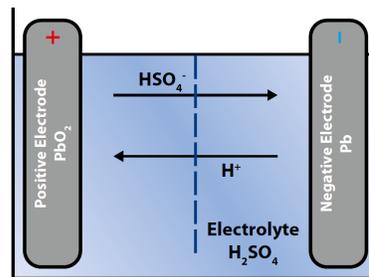


Figura 2.10: Batería de Plomo-ácido [11].

Cabe mencionar que además de las baterías se encuentran otros tipos de sistemas de almacenamiento, como se muestran en la Figura 2.4. La tecnología de almacenamiento escogida para este trabajo serán las Batería de Ion-Litio, debido a que su desarrollo comercial ha estado en constante aumento, lo que permite reconocer la baja de sus precios [24].

Con respecto a las ventajas de las baterías ion-litio estas tienen una alta eficacia con respecto al resto de las baterías como muestra en la Tabla 2.2. Además el país es un productor y exportador de litio, por lo tanto, es posible poder fabricar sus propias baterías.

Tabla 2.2: Características Técnicas de las Baterías.

| Tecnología | Capacidad de potencia [MW] | Eficiencia [%] | Vida Útil [# ciclos] |
|--------------------|----------------------------|----------------|----------------------|
| BESS Ion- Litio | 0-100 | 92-96 | 4000-20000 |
| BESS Sodio-Sulfuro | 0-40 | 80-90 | 4000-40000 |
| BESS Plomo ácido | 0-50 | 70-90 | 2500 |
| BESS Flujo | 0.025-10 | 70-85 | 12000-14000 |

Además de las baterías o BESS presentadas anteriormente, también existen otros tipos de sistemas de almacenamiento los cuales se describen de forma sucinta a continuación:

- **Supercondensadores:** también se llaman supercapacitores, son condensadores eléctricos de doble capa, estos dispositivos almacenan energía de forma similar que los condensadores tradicionales, pero a diferencia de los otros, la carga no se acumula entre dos conductores sino que en una interfaz entre la superficie de un conductor y una solución electrolítica [14].
- **Bombeo Hidráulico:** este tipo de almacenamiento también es conocido como *Pumping Hydro Energy Storage* el cual se ha implementado en sistemas eléctricos que necesiten equilibrar la carga y para compensar las variaciones de potencia de las plantas de energías renovables [25]. Una central de bombeo hidráulico contiene dos reservorios a diferentes alturas que permiten almacenar agua en períodos de baja demanda para luego ser utilizados en períodos de alta demanda.
- **Sistema de aire comprimido:** los sistemas de aire comprimido se conocen como CAES, *Compressed Air Energy Storage*, las cuales utilizan electricidad fuera de las horas punta para comprimir aire y almacenarlo en depósitos subterráneos. Este aire es calentado y se libera en expansión para ser mezclado con combustible y así dar pie a la acción de un generador para producir electricidad durante períodos de alta demanda [26] [11].
- **Volantes de inercia:** también se conocen como *Flywheel Energy Storage System* y son un tipo de almacenamiento de energía mecánica que utilizan la energía eléctrica de la red durante el proceso de carga y la almacenan en forma de energía cinética en un disco giratorio, para luego liberarla mediante la desaceleración del sistema [23].
- **Sales Fundidas:** este es un sistema de almacenamiento término de energía, las cuales recolectan energía solar mediante espejos parabólicos que concentran la luz del sol en un foco caliente y la convierten en calor. Este calor se puede utilizar para producir valor y generar energía eléctrica inmediata o, también, se puede almacenar para un uso posterior utilizando las sales fundidas [27].

2.4. Proyección de Costos

Las Energías Renovables se integran al mercado eléctrico Chileno de forma acelerada desde hace unos años. Incluyendo la maduración tecnológica en conjunto con la disminución de los costos de las tecnologías ERNC y la gran potencia de recursos que contiene Chile. Con respecto a los costos de inversión para la generación solar y eólica se muestra en la Figura 2.11 una evolución de estos de acuerdo a la Planificación Energética de Largo Plazo [28][29].

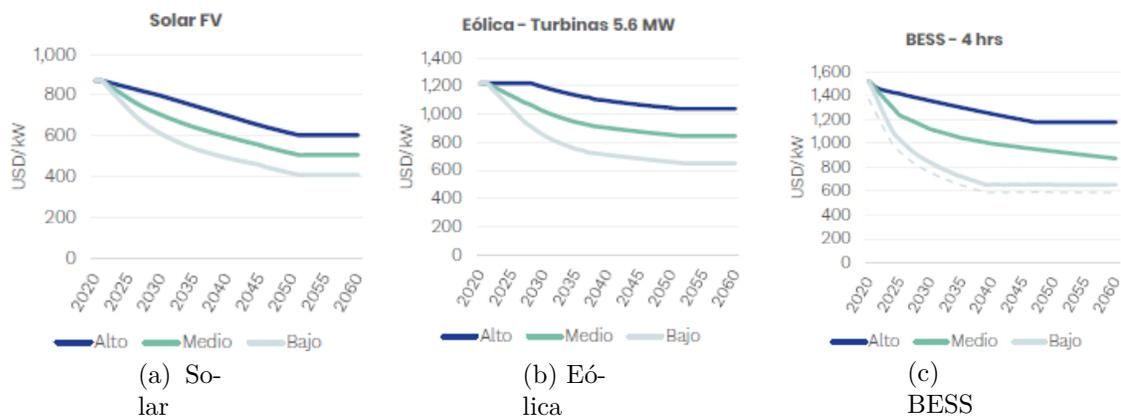


Figura 2.11: Costos de inversión de acuerdo el PELP 2023.

En la Figura 2.12 se proyecta la reducción de los costos de los Sistemas de Almacenamiento, para el 2030 a lo menos entre un 50 % hasta un 60 % valores más bajos que en el 2016 [11].

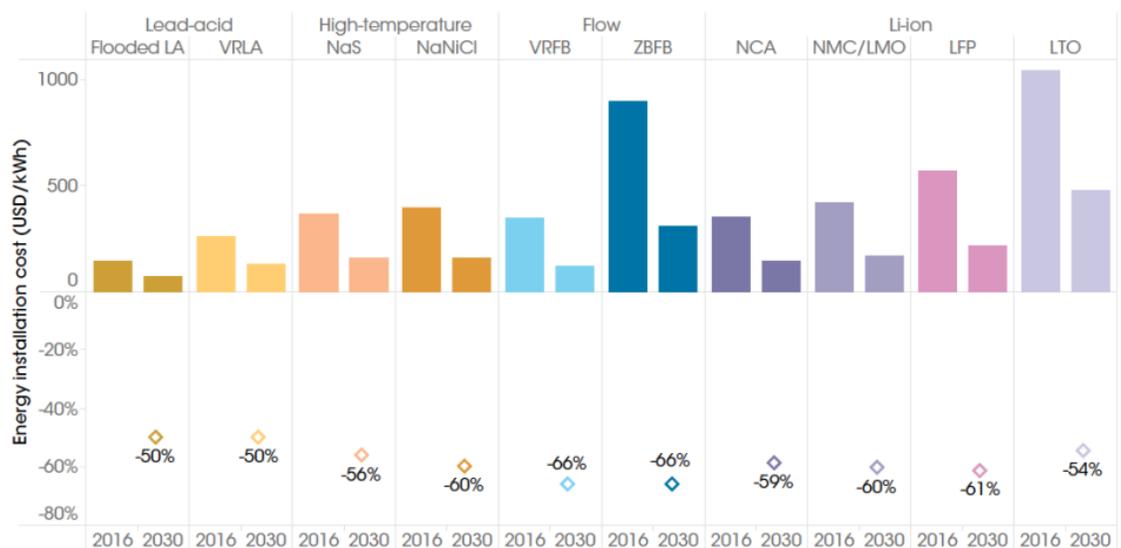


Figura 2.12: Proyección de la reducción de costos desde 2016 hasta 2030 para los Sistemas de Almacenamiento [11]

En ambos estudios se observa como disminuyen los costos de estas tecnologías. Para el caso de la tecnología de baterías BESS representa una tendencia baja considerando economías de escala propias de soluciones híbridas, Solar FV + BESS, Eólico + BESS o similares [27]. Se estima para el período 2022 - 2027 un crecimiento de 15 [GW] en inversiones de proyectos. De igual forma, la demanda eléctrica crece continuamente entre un 3% y 5% dependiendo del escenario del país.

2.5. Estado del Arte

En los siguientes párrafos se realiza una revisión bibliográfica donde se presentan diferentes estudios de plantas híbridas.

De acuerdo con el estudio realizado en [13] el cual consiste en la comparación entre plantas híbridas compuestas con energía eólica y solar resulta valorable la inversión al momento de integrar baterías a la planta. La hibridación aumenta el valor del mercado en comparación con las plantas independientes (sin almacenamiento), se tiene como resultado que al tener un beneficio del 2 % al 11 % es conveniente la modificación de la planta.

El almacenamiento de energía es una estrategia para aumentar la flexibilidad de la red y facilitar altas penetraciones de ERNC. Aunque existen muchas tecnologías de almacenamiento, la disminución de los costos de las baterías ha contribuido a estimular el interés en integrar baterías en las redes de los Estados Unidos a una escala sin precedentes. Esta capacidad de batería podría ubicarse físicamente en varios lugares dentro de un sistema de red; no es necesario que esté ubicada junto a tecnologías de ERNC u otros tipos de generadores para proporcionar beneficios. Las decisiones de ubicación dependen de diversas consideraciones, incluida la integración efectiva de ERNC, entre otras. Sin embargo, los desarrolladores de proyectos han demostrado un interés creciente en proyectos "híbridos" que co-localizan la generación con baterías en el punto de interconexión según [30].

Mediante el estudio realizado en [15] el cual compara el punto de vista económico basado en el LCOE entre las plantas híbridas (CSP + PV) y las plantas de gas, analizando también los beneficios que cada tecnología aporta al sistema eléctrico chileno. Se puede observar que el LCOE de la planta híbrida en cualquiera de las configuraciones estudiadas es más competitivo que el mejor caso estudiado para las plantas termoelectricas a gas.

De la mano del artículo anterior en [31] presenta un estudio comparativo de varios tipos de tecnologías de baterías utilizando parámetros seleccionados de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en una planta de energía híbrida de energía solar fotovoltaica y eólica, teniendo en cuenta el envejecimiento de las baterías. El problema de optimización se reformuló como un problema de programación lineal entera mixta, con el objetivo de minimizar el costo operativo global. Los resultados de la simulación mostraron que el despacho con una hora de anticipación demostró la mayor rentabilidad. Además, entre las diferentes tecnologías de baterías, las baterías de iones de litio [32] resultaron en los mayores beneficios operativos, mientras que las baterías de plomo-ácido [11] tuvieron el período de recuperación más corto y las baterías de flujo redox [23] mostraron el menor deterioro debido al ciclo de carga y descarga.

Se presenta un modelo para el análisis y optimización de una planta híbrida compuesta por almacenamiento de energía en aire comprimido acoplada de un parque eólico y una planta fotovoltaica [33]. Este tipo de planta tiene como objetivo superar alguna de las principales limitaciones de las fuentes de energía renovable. Se realiza un modelo matemático validado en un estudio previo realizado en Estados Unidos con un algoritmo de programación dinámica para lograr una gestión óptima de la planta, con el fin de minimizar los costos operativos y cumplir con las restricciones relacionadas con el funcionamiento del depósito. En este estudio

los resultados muestran que la integración de esta tecnología de almacenamiento en un sistema eléctrico ayuda a aumentar la viabilidad económica de las fuentes de energía renovable y reducir significativamente las emisiones de carbono. Los costos pueden llegar a reducirse en un 80 % en promedio.

El siguiente estudio presenta un nuevo sistema híbrido con el objetivo de reducir la limitación de la energía eólica y mejorar la flexibilidad de la programación [34]. Este incluye un parque eólico, una planta fotovoltaica con almacenamiento de energía térmica y un calentador eléctrico, que tiene como principal función convertir la energía eólica excedente en energía térmica, la cual se almacena en el sistema de almacenamiento de la planta solar. Este se modela mediante la programación lineal entera mixta para maximizar el beneficio sujeto a restricciones técnicas. Los resultados de este sistema muestran que la limitación de energía eólica disminuye de manera efectiva y las tasas de reducción son superiores al 90 %. En resumen, con un calentador eléctrico integrado en el sistema híbrido de viento-CSP, la energía eólica excedente puede convertirse en energía térmica y almacenarse en el almacenamiento de energía térmica (TES) para su uso posterior por parte de CSP.

Otra tecnología que se estudia es el almacenamiento de energía hidroeléctrica mediante bombeo es una tecnología establecida y comercializada a gran escala. Este trabajo [35] tiene como objetivo revisar las capacidades globales de este almacenamiento y el desarrollo tecnológico implementando este sistema de almacenamiento con plantas híbridas. Los resultados muestran que la eficiencia del almacenamiento varía entre un 70 % y un 80 %.

Por otra parte, de acuerdo al punto de vista económicos se tienen diferentes estudios que muestran los beneficios de implementar un sistema híbrido en la red. En el artículo [36], se simula un cliente de electricidad cuya demanda de electricidad es suministrada por un sistema de generación fotovoltaico conectado a la red que se beneficia de un incentivo de tarifa (FiT, feed-in-tariff). El problema consiste en una programación lineal entera mixta, que analiza los beneficios considerando diferentes tarifas eléctricas y almacenamiento de baterías para maximizar los flujos de ingresos. Los resultados muestran que la batería se carga de la red cuando las tarifas eléctricas son bajas o negativas y se descarga en períodos de tarifas eléctricas altas. Además que la batería prefiere cargarse cuando la generación se encuentra en su máximo cambia a cargar con electricidad de la red cuando la generación disminuye y la tarifa mayorista es baja. El análisis de sensibilidad para evaluar el impacto de la capacidad de almacenamiento de baterías en la función objetivo muestra que, con la venta mayorista de electricidad, la capacidad de la batería podría aumentarse a 3 kWh para un aumento marginal en los ingresos.

En el artículo [37] se propone una política óptima adaptativa para la operación horaria de un sistema de almacenamiento de energía en un parque de energía eólica conectada a la red. El objetivo es desplazar en el tiempo la energía eólica para maximizar el beneficio diario esperado, teniendo en cuenta las incertidumbres en la generación eólica y el precio de la electricidad. Se propuso un enfoque de programación estocástica dinámica para modelar el problema y lograr una política de operación óptima. Esto permite que la operación del sistema de almacenamiento se adapte a la energía eólica y al precio de la electricidad a nivel horario, y como resultado, el productor de energía eólica podría obtener considerablemente mayores ganancias en comparación con una política fija.

Capítulo 3

Metodología

En el presente capítulo se expone la formulación matemática del problema de optimización modelado. En primera instancia se describe la nomenclatura general, desde los conjuntos e índices utilizados, parámetros y variables de decisión. Posteriormente se realiza una descripción general del modelo, la función objetivo y sus restricciones.

3.1. Descripción General

La metodología de este trabajo se basa en el diseño de una planta de generación híbrida, la cual contempla diferentes etapas. En primer lugar se recopilan los datos de la planta de generación energía, incluyendo los perfiles solares y eólicos de las distintas zonas, el precio spot al 2025 y los costos de inversión de las tecnologías. Luego se realiza el modelamiento del sistema de almacenamiento adecuado, en este caso para una batería de ion-litio de 4 horas.

Teniendo lo anterior se logra establecer el modelo matemático a simular el funcionamiento de la planta utilizando herramientas de optimización para determinar la estrategia óptima de operación de la planta para maximizar las utilidades, teniendo en cuenta los datos anteriores. Finalmente se realiza el análisis de los resultados de la estrategia óptima y ajustar el modelo de ser necesario para así obtener el mejor resultado y la combinación de tecnologías.



Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología.

Dentro de las características más importantes del estudio a realizar mediante la maximización de utilidades, es que permite tomar decisiones de acuerdo al perfil de precios spot proyectados por zona. Además, define la combinación de distintas tecnologías de interés en las zonas propuestas, es decir, es posible determinar la inversión de una planta de generación híbrida en una zona específica del país.

3.2. Nomenclatura

3.2.1. Índices

| | |
|-----|--|
| i | : Tecnologías de generación y almacenamiento |
| d | : Periodos de tiempo en días |
| t | : Periodos de tiempo en horas |

3.2.2. Parámetros

| | | |
|----------------|--|-----------|
| CI^i | : Costo de inversión para cada tecnología i | [USD] |
| $S_{d,t}$ | : Precios spot en el día d en la hora t en el año 2025 | [USD/MWh] |
| $\rho_{d,t}^i$ | : Perfil de la tecnología i en el día d en la hora t | - |
| η^C | : Eficiencia de carga de la batería | p.u |
| η^D | : Eficiencia descarga de la batería | p.u |
| γ | : Factor de pérdida de la batería | p.u |
| ϵ | : Capacidad instalada de la planta de generación | [MW] |

3.2.3. Variables de decisión

| | | |
|-------------|--|------|
| $P_{d,t}^i$ | : Potencia por tecnología i en el día d en la hora t | [MW] |
| \bar{P}^i | : Potencia máxima a instalar por cada tecnología i | [MW] |

3.3. Modelo de Optimización

En esta sección se explica el modelo de optimización utilizado para el diseño de la planta. Incluyendo los supuestos de inversión en el mercado eléctrico. Para efectos de esta explicación se utiliza el modelo base que considera las tecnologías de generación y almacenamiento.

3.3.1. Función Objetivo

La función objetivo busca maximizar las utilidades de la planta de generación. En esta se consideran los perfiles eólicos y solares de la zona.

$$FO = \sum_{t=1}^n \sum_{d=1}^N (P_{d,t}^{eol} + P_{d,t}^{sol} + P_{d,t}^{bat}) \cdot S_{d,t} - (CI^{eol} \bar{P}^{eol} + CI^{sol} \bar{P}^{sol} + CI^{bat} \bar{P}^{bat}) \quad (3.1)$$

3.3.2. Restricciones

La solución resultante del modelo de optimización corresponde a la combinación óptima de inversión en las tecnologías de generación y el sistema de almacenamiento. Esta solución cumple ciertas restricciones, las cuales tienen relación directa con el funcionamiento de una planta de generación.

A continuación, se presentan las restricciones del problema clasificadas en dos incisos, los límites de capacidad de la planta y la restricciones asociadas a la batería.

Límites de capacidad

La ecuación 3.2 señala la capacidad instalada de la planta de generación. Principalmente esta restricción indica la participación de la planta híbrida dentro del mercado spot, manteniendo así el supuesto de que los inversionistas del modelo son tomadores de precio. Esto quiere decir que los precios no se verán modificados por la operación de esta, ya que, debido al tamaño no tienen una incidencia considerable en el precio spot.

$$\bar{P}^{eol} + \bar{P}^{solar} \leq \epsilon \quad (3.2)$$

La potencia generada de las plantas solar y eólica se encuentran limitadas por el perfil normalizado de forma horaria, es decir, la generación solar no puede superar la potencia máxima ponderada por el perfil fotovoltaico, lo mismo para la generación eólica con el perfil respectivo. Las ecuaciones 3.3 y 3.4 retratan esta restricción.

$$P_{d,t}^{solar} \leq \bar{P}^{solar} \cdot \rho_{d,t}^{solar} \quad (3.3)$$

$$P_{d,t}^{eol} \leq \bar{P}^{eol} \cdot \rho_{d,t}^{eol} \quad (3.4)$$

Modelamiento de la Batería

El Sistema de Almacenamiento es presentado mediante una ecuación de inventario 3.5, la cual indica el balance energético propio de un sistema de almacenamiento.

$$E_{d,t}^{bat} = E_{d,t-1}^{bat} \cdot \gamma + P_{d,t}^{Cbat} \cdot \eta^C - \frac{P_{d,t}^{Dbat}}{\eta^D} \quad (3.5)$$

Para el modelo de una batería de ion-litio se deben agregar restricciones con relación a la potencia de las batería de ion-litio, la cual se define en base a la ecuación 3.6.

$$P_{d,t}^{bat} = P_{d,t}^{Dbat} - P_{d,t}^{Cbat} \quad (3.6)$$

La potencia de carga de la batería se encuentra limitada por la suma de la generación eólica y solar. Esta restricción obliga al sistema de almacenamiento a no superar la potencia generada para así integrar la batería al sistema híbrido, es decir, esta solo puede cargarse con energía proveniente de la planta. Esto se retrata en la ecuación 3.7.

$$P_{d,t}^{Cbat} \leq P_{d,t}^{eol} + P_{d,t}^{solar} \quad (3.7)$$

Estas restricciones permiten que la capacidad de almacenamiento de la batería se encuentre dentro de los límites de la capacidad de la planta.

Capítulo 4

Resultados y Análisis

En este capítulo se exponen y analizan los resultados derivados de la aplicación de la metodología explicada en el capítulo anterior, con el objetivo de diseñar una planta híbrida en alguna Zona específica de nuestro país. En primer lugar, se presentan los datos y perfiles de entrada, para luego pasar a los resultados para los diferentes casos.

4.1. casos de Estudio

Este trabajo busca dimensionar una planta híbrida, realizando un *mix* de generación entre energía eólica y solar con un sistema de almacenamiento. Para esto, se realiza un estudio de casos que contempla diferentes escenarios de inversión. A continuación se describen los casos de estudio y sus supuestos.

El modelo es testeado para 8 casos de estudio, la confección de estos casos de estudio se realiza mediante la combinación de las tecnologías propuestas. En Chile existen plantas de generación híbrida las cuales tienen una capacidad instalada desde los 50 [MW] hasta los 200 [MW] aproximadamente. Por lo tanto, se realizará el análisis para dos tamaños de planta, una de 150 [MW] y otra de 300 [MW].

Estas sensibilidades pretenden entregar diferentes escenarios de inversión, donde se contemplen diferentes supuestos de tamaño e inversión de las tecnologías. El Caso Base corresponden al Caso mas general de estudio, este no limita la composición de la planta, para los casos 1, 2 y 3 se incorpora una limitante de inversión por tecnología, a continuación se detalla el límite.

- **Caso 1:** El primer Caso de estudio contempla inversión mínima de generación eólica la cual corresponde a un tercio de la instalación completa.
- **Caso 2:** El segundo contempla una inversión mínima de generación fotovoltaica la cual corresponde a un tercio de la instalación completa.
- **Caso 3:** El tercer Caso de estudio es igual a los anteriores pero con la inversión mínima en el sistema de almacenamiento, en este Caso, las baterías de ion - litio.

De manera gráfica lo anterior se resume en la Figura 4.1.

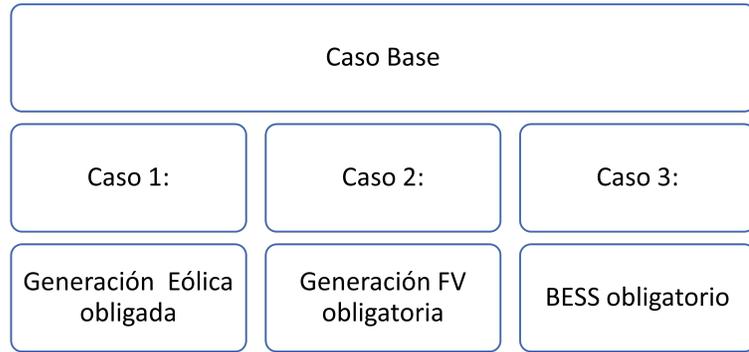


Figura 4.1: Casos de Estudio.

En la Tabla 4.1 se presenta de forma detallada en términos de potencia la capacidad mínima a instalar por cada una de las tecnologías en los diferentes casos de estudio para la planta híbrida de 150 [MW]. En la Tabla 4.2 se encuentran los valores para la planta híbrida de 300 [MW].

Tabla 4.1: Capacidad Mínima por Tecnología para la Planta Híbrida de 150[MW]

| Capacidad Mínima [MW] | | | | |
|------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Tecnología | Caso Base | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Eólica | 0 | 50 | 0 | 0 |
| Solar | 0 | 0 | 50 | 0 |
| Batería 4 horas | 0 | 0 | 0 | 50 |

Tabla 4.2: Capacidad Mínima por Tecnología para la Planta Híbrida de 300[MW]

| Capacidad Mínima [MW] | | | | |
|------------------------------|------------------|---------------|---------------|---------------|
| Tecnología | Caso Base | Caso 1 | Caso 2 | Caso 3 |
| Eólica | 0 | 100 | 0 | 0 |
| Solar | 0 | 0 | 100 | 0 |
| Batería 4 horas | 0 | 0 | 0 | 100 |

Se escogen estos escenarios de inversión de acuerdo con las experiencias internacionales expuestas anteriormente, como lo es el Proyecto Redstone en Sudáfrica que cuenta con una planta híbrida de 380 [MW] [5], el Proyecto Ashali Solar Complex en Israel que tiene una instalación de 150 [MW] producto de una combinación de energía solar y almacenamiento [6], y el Proyecto Noor Midlet en Marruecos que se espera que alcance una potencia instalada de 500 [MW] [7]. Chile tiene una gran potencialidad para el desarrollo de estas tecnologías debido a la abundancia de recursos naturales y geográficos, especialmente para la generación solar y eólica, por lo tanto, estudiar sus diferentes combinaciones y potenciar es vital para el escenario renovable en Chile.

4.2. Datos de Entrada

En este capítulo se presentan los datos de entrada del modelo a utilizar. En particular se muestran los costos de inversión por tecnología, los perfiles solares y eólicos, y el precio spot al 2025.

4.2.1. Costos de Inversión

Para obtener los costos de inversión se realizó un estudio de diferentes fuentes de información las cuales se reúnen en la Planificación Energética de Largo Plazo realizada en Agosto del 2021 [28]. Los costos de inversión de las tecnologías renovables siguen la *data* proveniente de la entidad gubernamental. En la Tabla 4.3 se presentan los costos de inversión utilizados, para obtener la anualidad se considera una tasa de descuento anual de 10%, y una vida útil para la generación eólica 20 años, solar de 25 años y batería de 10 años.

Tabla 4.3: Costos de inversión de las tecnologías de generación y almacenamiento.

| Tecnología | Costos de Inversión [USD/kW] |
|-----------------|---------------------------------|
| Eólica | 1.000 |
| Solar | 700 |
| Batería 4 horas | 1.000 |

4.2.2. Parámetros de la Batería

Con respecto a los parámetros que utiliza la batería escogida se utilizan los valores mostrados en la Tabla 4.4.

Tabla 4.4: Parámetros del sistema de almacenamiento [32].

| Tecnología | Capacidad de potencia [MW] | Eficiencia [%] | Vida Útil [# ciclos] | Duración de carga/descarga [horas] |
|-----------------|-------------------------------|-------------------|-------------------------|---------------------------------------|
| BESS Ion- Litio | 0-100 | 92-96 | 4000-20000 | 4 |

Esta tecnología escogida tiene como principal ventaja el desarrollo comercial que ha tenido durante los últimos años [24]. Dentro de las proyecciones se indican que los precios continuarán bajando, se espera que su costo de inversión sea cada vez más competitivo con respecto a otras tecnologías [28].

En Chile existen al menos cuatro sistemas de almacenamiento en Base a baterías y todos utilizan tecnología de ion-litio, por otro lado, Chile es un gran productor y explotador de Litio, lo cual permite la posibilidad de fabricar localmente sus propias baterías a futuro.

4.2.3. Precios Spot

Los precios spot utilizados corresponden a los valores proyectados 2025 ⁷, utilizando una hidrología media. En la Tabla 4.5 se encuentran los valores máximos, mínimos y el promedio por Zona de estudio.

Teniendo un valor mayor en el Sur del país (S/E Charrúa), donde el valor del [MW] en promedio se encuentra cercano a los \$55 dolares. Siguiendo por la Zona Centro del país (S/E Quillota) donde el valor promedio del [MW] se encuentra en los \$52 dolares. En la Zona Norte (S/E Crucero) es el valor más bajo del [MW] donde el valor promedio se encuentra en los \$38 dolares. Además, en la Zona Norte el precio spot en las horas sol disminuye a 0 debido a que es donde se encuentra mayor concentración de energía solar.

Tabla 4.5: Resumen de la proyección de precios Spot al 2025.

| Precios Spot [USD/MWh] | | | |
|------------------------|--------|--------|----------|
| Subestación | Máximo | Mínimo | Promedio |
| Crucero | 106 | 0 | 38 |
| Quillota | 104 | 4 | 52 |
| Charrúa | 110 | 4 | 55 |

Los datos a estudiar corresponden a las subestaciones características de las Zonas Norte, Centro y Sur, en específico de las subestaciones Crucero, Quillota y Charrúa. Estos son representados en la Figuras 4.2, 4.3 y 4.4. Estos representan los precios de todas las horas del año, al igual que los perfiles de viento y sol mostrados a continuación.

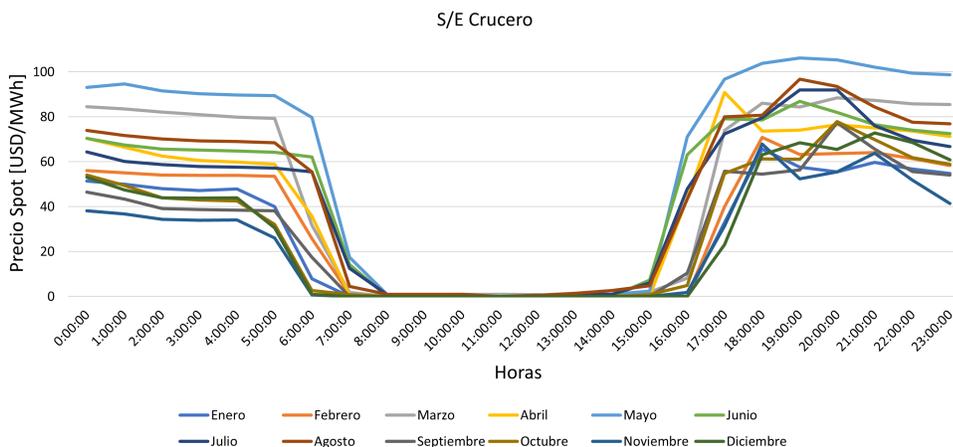


Figura 4.2: Precios Spot al 2025 S/E Crucero.

⁷ Los precios spot fueron otorgados por SPEC Energy Consulting

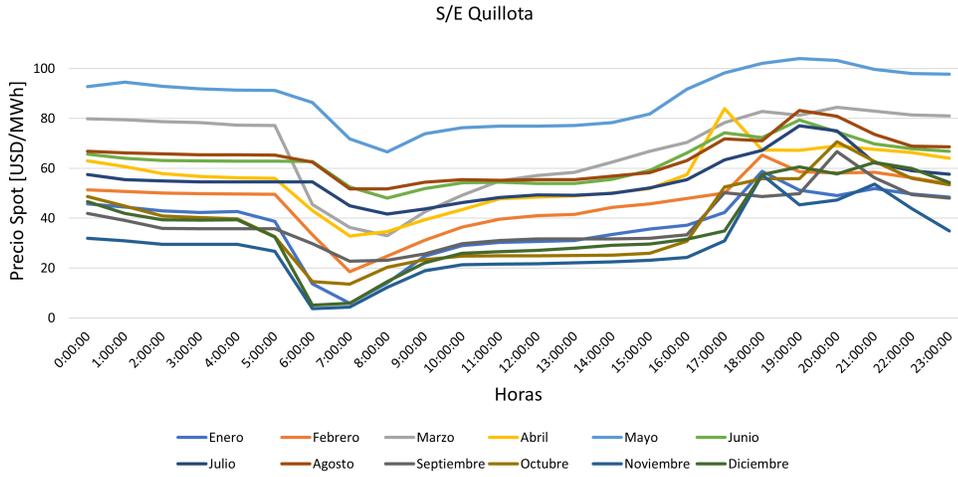


Figura 4.3: Precios Spot al 2025 S/E Quillota.

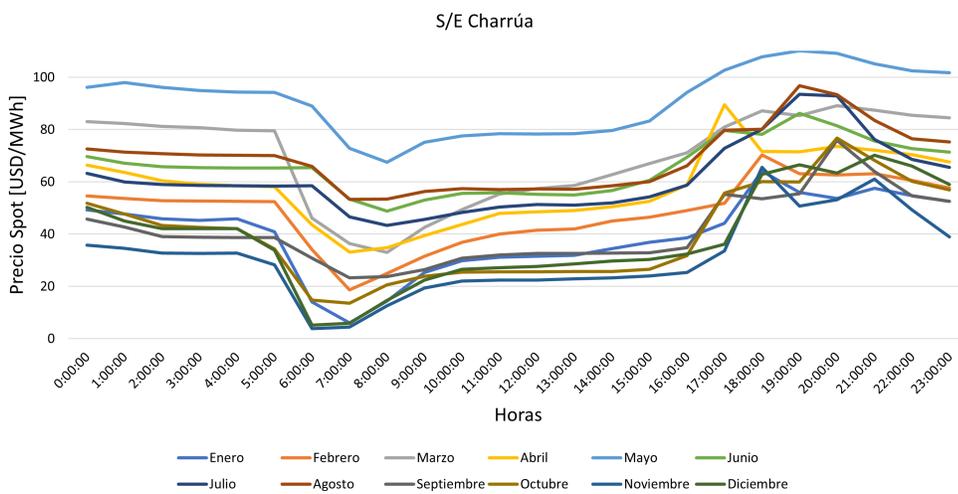


Figura 4.4: Precios Spot al 2025 S/E Charrúa.

4.2.4. Perfil Eólico

Los perfiles de viento fueron obtenidos del Explorador de Energía Eólica [38], el cual entrega resultados de simulaciones numéricas de las condiciones de viento y densidad del aire en diferentes formatos. Los datos rescatados de esta página web fueron seleccionados por subestaciones características del Norte, Centro y Sur de Chile. Estas simulaciones han sido realizadas con el modelo eather Research and Forecasting. El Explorador de Energía Eólica ha sido desarrollado por el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile para el Ministerio de Energía con el apoyo inicial de la Agencia de Cooperación Técnica Alemana (GIZ).

En las Figuras 4.5, 4.6 y 4.7 se muestran los perfiles correspondientes normalizados de las subestaciones. Los datos presentados en estos gráficos se encuentran promediados por hora en cada mes.

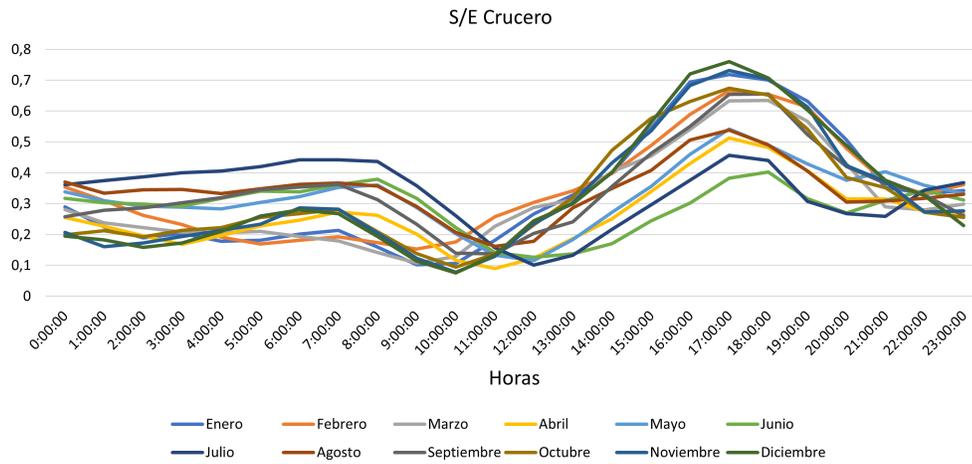


Figura 4.5: Perfil Eólico Normalizado S/E Crucero.

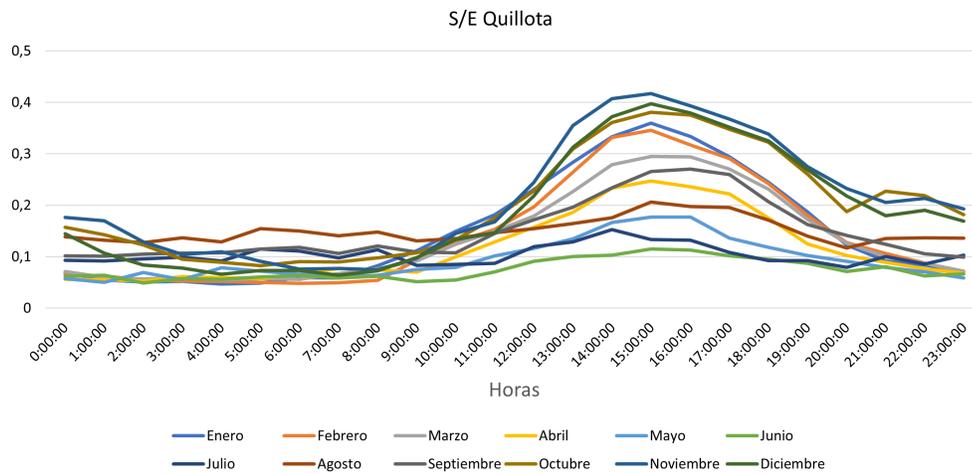


Figura 4.6: Perfil Eólico Normalizado S/E Quillota.

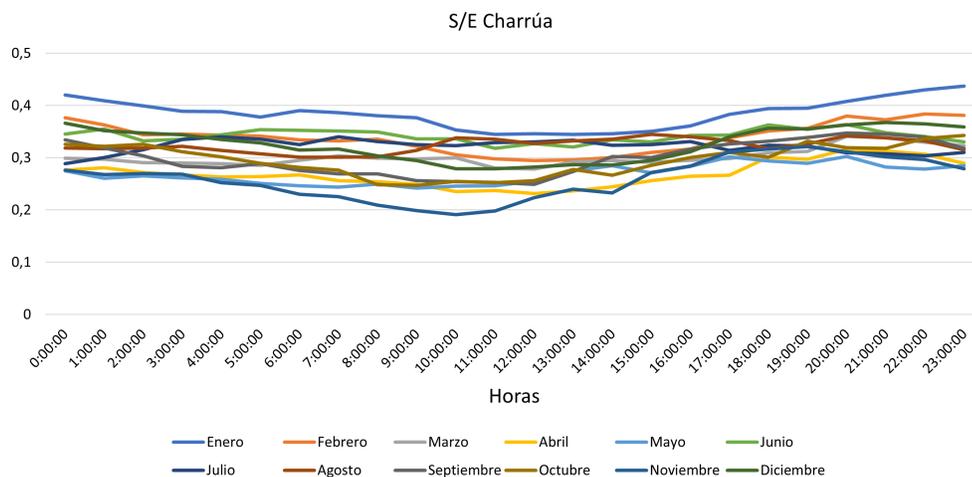


Figura 4.7: Perfil Eólico Normalizado S/E Charrúa.

En la Zona Norte presentada en la Figura 4.5 se encuentra una variación del recurso eólico desde 0,05 a 0,42, encontrado una mayor disponibilidad en los horarios de la noche. En la Zona Centro presentada en la Figura 4.6 hay una variación del recurso eólico de 0,08 a 0,76, teniendo una mayor disponibilidad del recurso en el horario de la tarde. Para la Zona Sur a diferencia de los perfiles anunciados anteriormente, en la Figura 4.7 la disponibilidad del recurso eólico es más pareja, teniendo un mínimo aproximado de 0,19 y un máximo de 0,44.

4.2.5. Perfil Solar

Los perfiles de radiación solar fueron obtenidos del Explorador de Energía Fotovoltaica [39] esta herramienta es el resultado de una estrecha y prolongada colaboración entre el Ministerio de Energía, la Sociedad Alemana para la Cooperación Internacional (GIZ) y el Departamento de Geofísica de la Universidad de Chile, así como también de la Corporación Nacional Forestal y la Universidad Austral de Chile, la Dirección General de Aguas (DGA) y el Servicio Hidrográfico y Oceanográfico de la Armada (SHOA).

En las Figuras 4.8, 4.9 y 4.10 se presentan los perfiles normalizados para las subestaciones Crucero, Quillota y Charrúa. Cabe mencionar que al igual que los perfiles eólicos se encuentran promediados, entregando una ponderación por hora y mes correspondiente.

Con respecto al recurso solar lo primero a notar es que en la Zona Norte (S/E Crucero) el máximo no disminuye de 0,5 en junio que es el mes de menor recurso, esto significa que hay una mayor disponibilidad de radiación solar durante el año. Además, el perfil solar de la Zona permite tener una generación de energía incluso mayor a la demanda requerida.

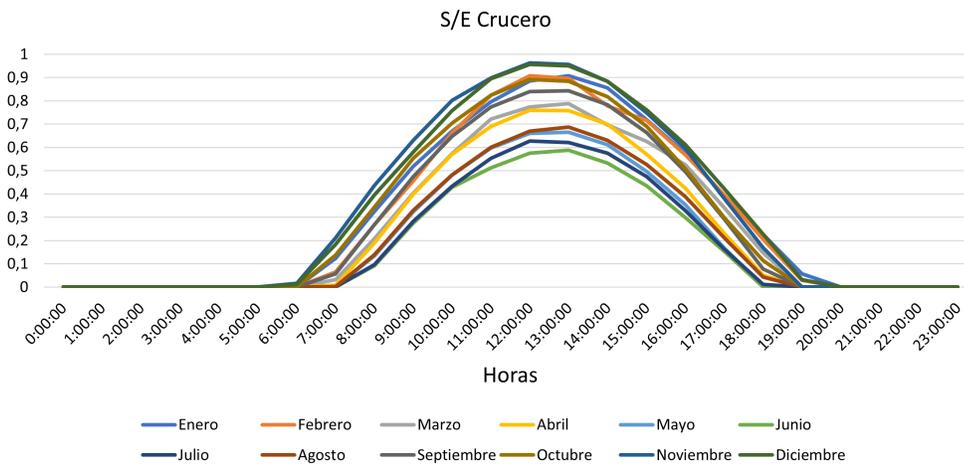


Figura 4.8: Perfil Solar Normalizado S/E Crucero.

En la Zona Centro (S/E Quillota) a diferencia de la Zona Norte la disponibilidad del recurso solar disminuye considerablemente, teniendo una baja mayoritaria en los meses de Junio y Agosto donde el máximo llega a los 0,3.

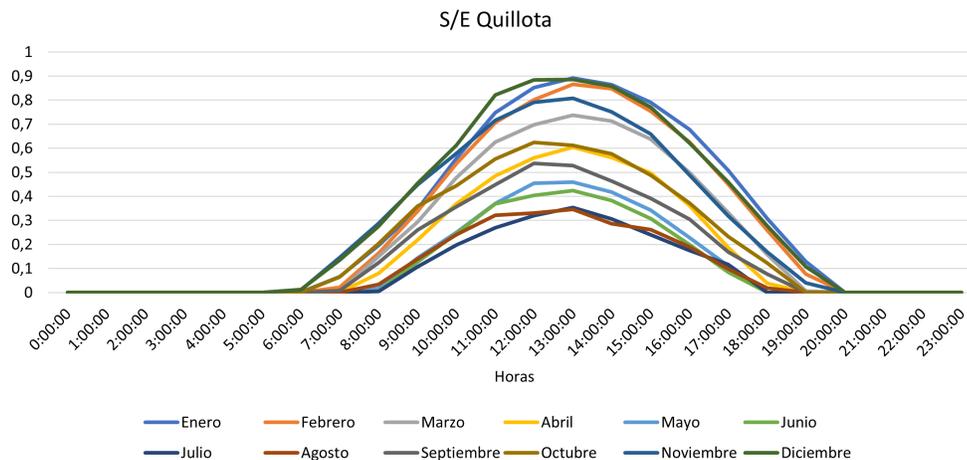


Figura 4.9: Perfil Solar Normalizado S/E Quillota.

En la Zona Sur (S/E Charrúa) se muestra una disponibilidad más variada del recurso solar, siendo la más baja en el mes de Julio y en Enero la más alta.

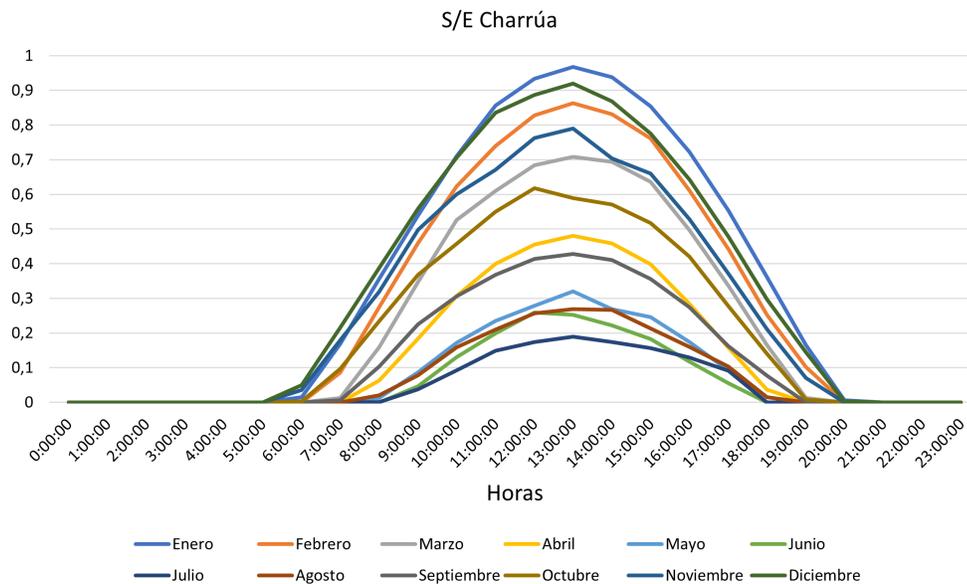


Figura 4.10: Perfil Solar Normalizado S/E Charrúa.

4.3. Resultados y Análisis

4.3.1. Caso Base

El Caso Base entrega el *mix* de generación que maximiza las utilidades de la planta. Cabe mencionar que la planta se encuentra limitada a una generación máxima de 150[MW] y 300[MW] se muestran los resultados para ambas plantas.

Diseño de la Planta

Se presentan los resultados de la función objetivo en la Tabla 4.6. Para ambos casos las utilidades en el Sur de Chile son mayores en comparación a las otras Zonas, también que la Zona con menor utilidad en la Zona Norte, para ambos casos. Como la planta aumenta al doble en tamaño las ganancias se comportan del mismo modo, por lo tanto, para la planta de 300 [MW] se obtendrán el doble de utilidades.

Tabla 4.6: Utilidades para las Plantas de Generación.

| Zona | Utilidades [USD] | |
|--------|------------------|-----------------|
| | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$14.492.947 | \$28.985.893 |
| Centro | \$10.078.778 | \$20.157.556 |
| Sur | \$20.521.555 | \$41.043.110 |

En la Tabla 4.7 se presenta el diseño para la planta híbrida, es decir, la cantidad de capacidad a instalar por tecnología para que la planta entregue mayores utilidades. En la Zona Norte se debe instalar generación eólica y almacenamiento, en la Zona Centro sólo solar sin considerar el almacenamiento, en la Zona Sur generación eólica.

Resulta particular la baja integración de generación fotovoltaica que contempla el modelo, esto se puede explicar por el nivel de incertidumbre que proviene de esta tecnología ya que en las horas no-sol no existe generación de energía, por lo que el modelo prefiere cumplir con la generación en todo horario y maximizar las utilidades. Además, a pesar de que el perfil de viento tiene un límite de generación mucho más bajo que el perfil solar, este tiene una generación más homogénea que la energía solar.

Tabla 4.7: Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso Base.

| Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | | | | | |
|------------|--------------------------|--------|-----|-----------------|--------|-----|
| | Planta 150 [MW] | | | Planta 300 [MW] | | |
| | Norte | Centro | Sur | Norte | Centro | Sur |
| Eólica | 116 | 0 | 150 | 232 | 0 | 300 |
| Solar | 0 | 150 | 0 | 0 | 300 | 0 |
| Batería | 34 | 0 | 0 | 68 | 0 | 0 |

Comportamiento de la Planta

Para comprender mejor el comportamiento de la planta, se revisan los resultados obtenidos para ambos tamaños. En la Tabla 4.8 se encuentran los valores promedio de generación de la planta para cada Zona, estos fueron calculados de forma mensual, es decir, primero se calcula el promedio de generación horaria para cada mes para luego calcular el promedio anual.

Tabla 4.8: Promedio de la Potencia Generada para cada planta.

| Promedio de Generación [MW] | | |
|-----------------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 34,554 | 69,113 |
| Centro | 26,822 | 53,643 |
| Sur | 47,090 | 94,181 |

En las Tablas 4.9 y 4.10 se encuentran los valores máximos y mínimos de generación anual, respectivamente. Es decir, se encuentra la potencia máxima generada por la planta en el año, encontrado valores cercanos a la capacidad de esta, de igual forma para el cálculo de los valores mínimos. Cabe destacar que estos valores se encuentran ponderados por el perfil solar y eólico correspondiente, para así conocer la generación real de esta.

Tabla 4.9: Máxima Potencia Generada para cada planta.

| Potencia Máxima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 80,276 | 160,552 |
| Centro | 133,731 | 267,463 |
| Sur | 65,504 | 131,007 |

Tabla 4.10: Mínima Potencia Generada para cada planta.

| Potencia Mínima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 11,707 | 23,413 |
| Centro | 0,000 | 0,000 |
| Sur | 34,699 | 69,398 |

A continuación, se presentan los distintos gráficos que representan el comportamiento horario de la planta. Los gráficos que se muestran son el resultado de la planta de 150 [MW], se muestran solo estos con motivo de no caer en la redundancia, ya que la planta de 300 [MW] contempla el mismo perfil de generación amplificado al doble.

- **Zona Norte:** En la Figura 4.11 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. Este gráfico muestra la generación de la planta contemplando la carga de la batería como disponible para la generación de energía.

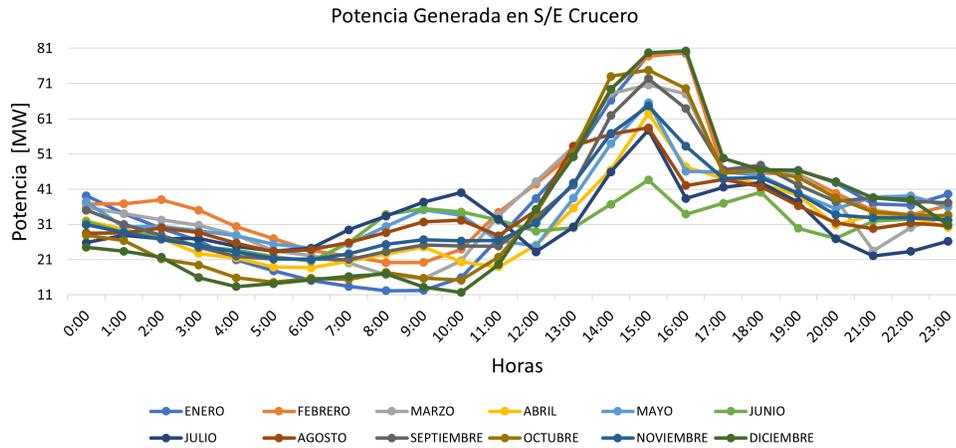


Figura 4.11: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Centro.

Al no obtener generación fotovoltaica la potencia máxima generada depende únicamente de la generación eólica, la cual en promedio es de 80 [MW] para la planta de 150[MW] y de 161 [MW] para la de 300[MW]. La generación eólica a pesar de tener mayor capacidad no supera los el 31 % de su generación. El factor de planta de esta Zona es de un 36 %, el cual esta dado con la generación eólica y se encuentra dentro de los rangos normales de un parque eólico.

- **Zona Centro:** En la Figura 4.12 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes, contemplando generación fotovoltaica.

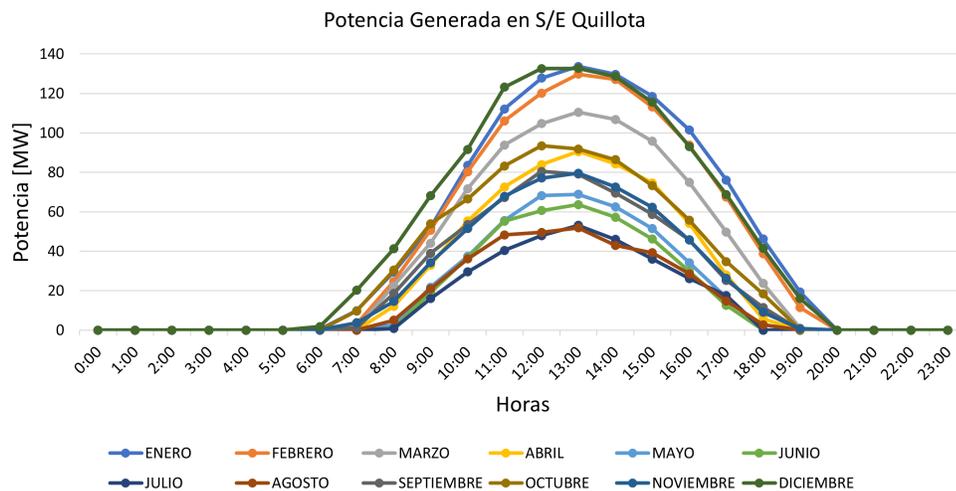


Figura 4.12: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Centro.

El factor de planta del parque fotovoltaico de un 19%, lo que es bajo para estas tecnologías, pero sigue encontrándose dentro de lo aceptable. Cabe mencionar que en esta

Zona la máxima potencia generada es alrededor del 89% del tamaño de la planta y el mínimo es 0 [MW], ya que en las horas no-sol no hay generación solar.

- **Zona Sur:** En la Figura 4.13 se muestra el perfil de generación de la planta, al igual que los gráficos anteriores el promedio de generación horaria por mes.

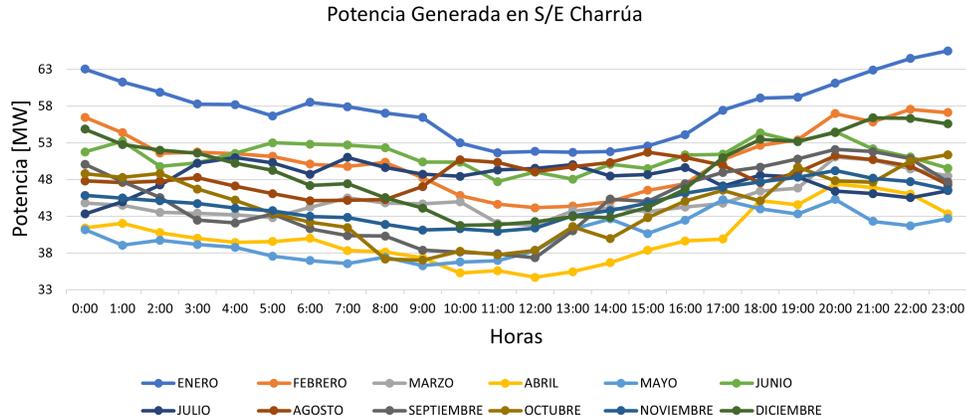


Figura 4.13: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso Base en la Zona Sur.

El factor de planta del parque eólico es de un 31% el cual se encuentra en un valor aceptable para estas tecnologías. Además, el máximo de generación de la planta es de 44% del tamaño de esta y el mínimo corresponde a un 23%, teniendo energía en todos los horarios del día.

4.3.2. Caso 1

Para el Caso 1, se le asignan de forma obligatoria un tercio del tamaño de la planta a la generación eólica. A continuación, se revisará el modelo optimizado de esta planta, entregando los resultados del diseño de la planta y su comportamiento en cada una de las Zonas de estudio. Cabe mencionar que la presentación de los datos se encuentran de forma similar al Caso Base.

Diseño de la Planta

Las utilidades de las plantas en las distintas Zonas se presenta en la Tabla 4.11, donde se destacan las utilidades de la Zona Centro debido a que es donde disminuyen las utilidades.

Tabla 4.11: Utilidades por Zona para el Caso 1.

| Zona | Utilidades [USD] | |
|--------|------------------|-----------------|
| | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$14.492.947 | \$28.985.893 |
| Centro | \$9.903.884 | \$19.807.767 |
| Sur | \$20.521.555 | \$41.043.110 |

En la Tabla 4.12 se presenta el *mix* de generación maximizando las utilidades. Como se menciono anteriormente la capacidad instalada para la Zona Norte y Sur son iguales al Caso Base, lo que no es de extrañar ya que en ambos casos no se integra generación fotovoltaica.

Tabla 4.12: Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 1.

| Capacidad Instalada [MW] | | | | | | |
|--------------------------|-----------------|--------|-----|-----------------|--------|-----|
| Tecnología | Planta 150 [MW] | | | Planta 300 [MW] | | |
| | Norte | Centro | Sur | Norte | Centro | Sur |
| Eólica | 116 | 50 | 150 | 232 | 100 | 300 |
| Solar | 0 | 100 | 0 | 0 | 200 | 0 |
| Batería | 34 | 0 | 0 | 68 | 0 | 0 |

Comportamiento de la Planta

Para comprender mejor el comportamiento de la planta, se revisan los resultados obtenidos para ambos tamaños. En la Tabla 4.13 se encuentran los valores promedio de generación de la planta para cada Zona, estos fueron calculados de forma mensual, es decir, primero se calcula el promedio de generación horaria para cada mes para luego calcular el promedio anual.

Tabla 4.13: Promedio de la Potencia Generada para el Caso 1.

| Promedio de Generación [MW] | | |
|-----------------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 34,539 | 69,079 |
| Centro | 24,711 | 49,422 |
| Sur | 47,090 | 94,181 |

En las Tablas 4.14 y 4.15 se encuentran los valores máximos y mínimos de generación anual, respectivamente. Es decir, se encuentra la potencia máxima generada por la planta en el año, encontrado valores cercanos a la máxima capacidad de esta, de igual forma para el cálculo de los valores mínimos. Cabe destacar que estos valores se encuentran ponderados por el perfil solar y eólico correspondiente, para así conocer la generación real de esta.

Tabla 4.14: Máxima Potencia Generada para el Caso 1.

| Potencia Máxima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 80,276 | 160,552 |
| Centro | 104,395 | 208,790 |
| Sur | 65,504 | 131,007 |

Tabla 4.15: Mínima Potencia Generada para el Caso 1.

| Potencia Mínima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 11,707 | 23,413 |
| Centro | 2,347 | 4,694 |
| Sur | 34,699 | 69,398 |

Se presentan los distintos gráficos que representan el comportamiento horario de la planta. Los gráficos que se muestran son el resultado de la planta de 150 [MW], con motivo de no caer en la redundancia, ya que la planta de 300 [MW] contempla el mismo perfil de generación amplificado al doble.

- **Zona Norte:** En la Figura 4.14 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. El factor de planta se mantiene en un 36 %.

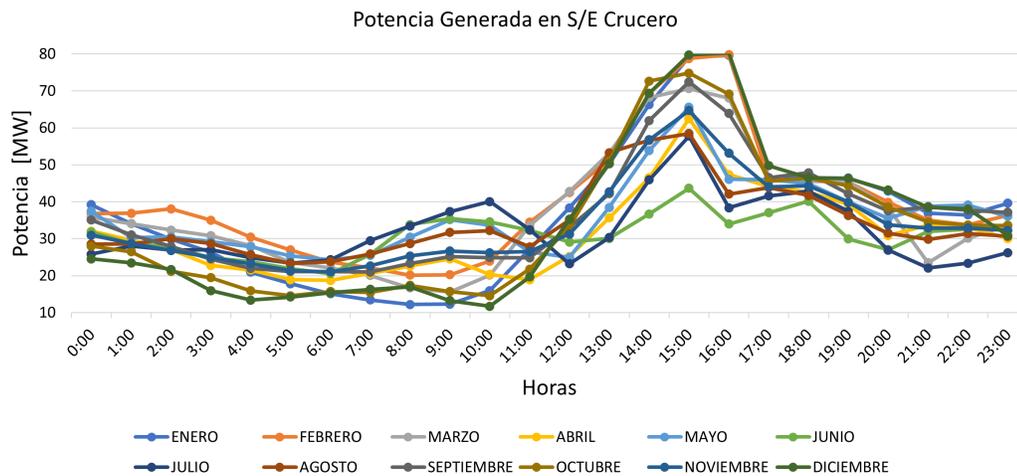


Figura 4.14: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Norte.

- **Zona Centro:** En la Figura 4.15 se muestra el perfil muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. En este Caso se integra energía fotovoltaica y eólica. El factor de planta del parque eólico es de 15 % y del parque solar 40 %, lo cual se encuentra dentro de los parámetros normales para estas tecnologías.

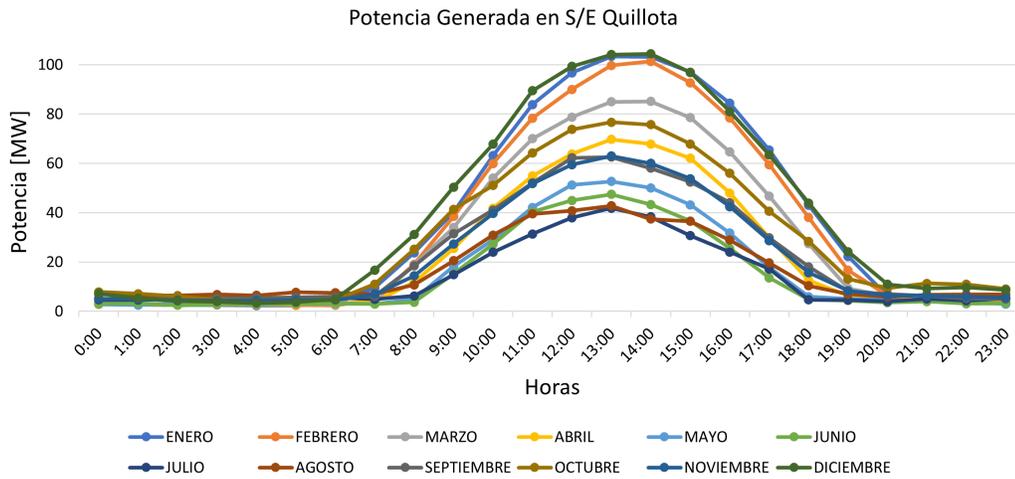


Figura 4.15: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Centro.

- **Zona Sur:** En la Figura 4.16 al igual que en las anteriores se muestra el perfil de generación de la planta contemplando los promedios de generación horaria por mes. Esta planta presenta las mismas características en términos de utilidades, generación y diseño, que el Caso Base en la Zona Sur.

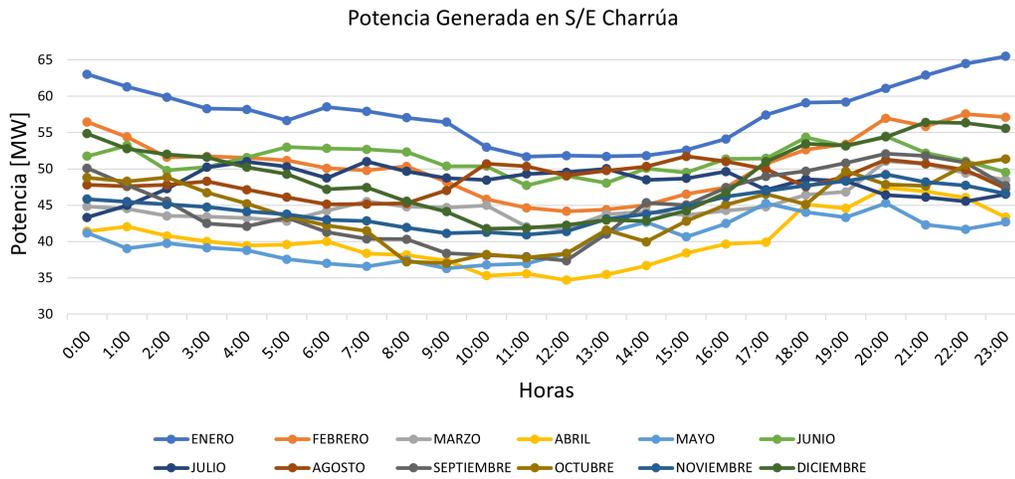


Figura 4.16: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 1 en la Zona Sur.

Comportamiento de la batería

Para este Caso solo se integra batería en la Zona Norte, donde podemos ver que la energía máxima almacenada se presenta en la Figura 4.17 donde se muestra el balance energético completo de este escenario. Este gráfico esta generado por los promedios horarios de cada mes, generando así un perfil de energía almacenada para la batería.

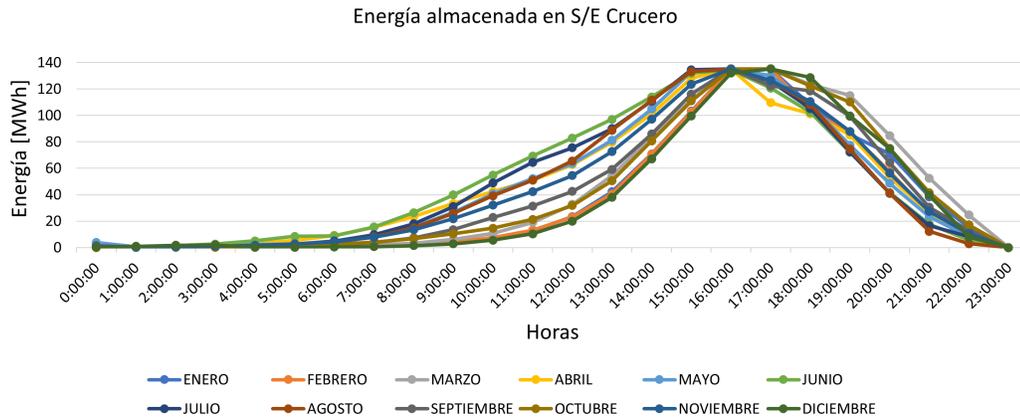


Figura 4.17: Energía Almacenada por la batería para el Caso 1 en la Zona Norte.

El gráfico que muestra el comportamiento de la carga de la batería en su totalidad se encuentra en a Figura 4.18.

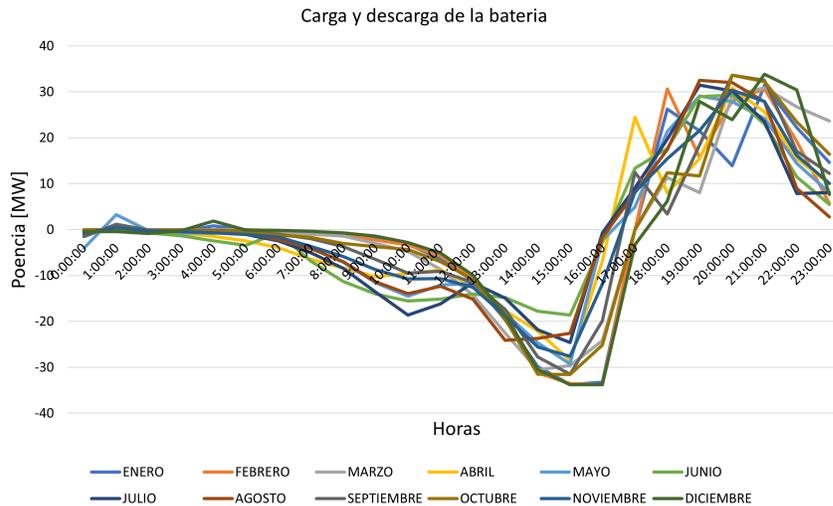


Figura 4.18: Carga y descarga de la batería para el Caso 1 en la Zona Norte.

4.3.3. Caso 2

Para el Caso 2, se le asigna de forma obligatoria un tercio del tamaño de la planta a la generación solar. A continuación, se revisará el modelo optimizado de esta planta, entregando los resultados del diseño de la planta y su comportamiento en las respectivas Zonas. La presentación de los datos se realiza de la misma forma anterior.

Diseño de la Planta

Las utilidades de la planta diseñada se encuentran en la Tabla 4.16, donde es posible notar que en la Zona Centro es igual a la del Caso Base en términos de utilidades. En la Zona Norte las utilidades disminuyen aproximadamente en 3 millones de dolares, y en la Zona Sur en 4 millones de dolares.

Tabla 4.16: Utilidades por Zona para el Caso 2.

| Zona | Utilidades [USD] | |
|--------|------------------|-----------------|
| | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$10.636.200 | \$21.272.399 |
| Centro | \$10.078.778 | \$20.157.556 |
| Sur | \$16.700.604 | \$33.401.208 |

En la Tabla 4.17 se presenta el *mix* de generación maximizando las utilidades. Al igual que en el Caso anterior la capacidad instalada para la Zona Centro es igual a la de la misma Zona en el Caso Base. Debido a la restricción de la capacidad mínima en las Zonas Norte y Sur se encuentra integrada la generación fotovoltaica, disminuyendo las utilidades del proyecto completo.

Tabla 4.17: Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 2.

| Tecnología | Capacidad Instalada [MW] | | | | | |
|------------|--------------------------|--------|-----|-----------------|--------|-----|
| | Planta 150 [MW] | | | Planta 300 [MW] | | |
| | Norte | Centro | Sur | Norte | Centro | Sur |
| Eólica | 42 | 0 | 100 | 84 | 0 | 200 |
| Solar | 50 | 150 | 50 | 100 | 300 | 100 |
| Batería | 58 | 0 | 0 | 116 | 0 | 0 |

Comportamiento de la Planta

En la Tabla 4.18 se encuentran los valores promedio de generación de la planta para cada Zona, estos fueron calculados de forma mensual, es decir, primero se calcula el promedio de generación horaria para cada mes para luego calcular el promedio anual.

Tabla 4.18: Promedio de la Potencia Generada para el Caso 2.

| Zona | Promedio de Generación [MW] | |
|--------|-----------------------------|-----------------|
| | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 32,222 | 64,444 |
| Centro | 26,822 | 53,643 |
| Sur | 39,871 | 79,741 |

En las Tablas 4.19 y 4.20 se encuentran los valores máximos y mínimos de generación anual, respectivamente. Es decir, se encuentra la potencia máxima generada por la planta en el año, encontrado valores cercanos a la máxima capacidad de esta, de igual forma para el cálculo de los valores mínimos.

Tabla 4.19: Máxima Potencia Generada para el Caso 2.

| Potencia Máxima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 113,167 | 226,334 |
| Centro | 133,731 | 267,463 |
| Sur | 82,845 | 165,689 |

Tabla 4.20: Mínima Potencia Generada para el Caso 2.

| Potencia Mínima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 4,885 | 9,769 |
| Centro | 0,000 | 0,000 |
| Sur | 24,379 | 48,758 |

Al igual que en los casos anteriores los gráficos que se muestran son el resultado de la planta de 150 [MW], con motivo de no caer en la redundancia, ya que la planta de 300 [MW] contempla el mismo perfil de generación amplificado al doble.

- **Zona Norte:** En la Figura 4.19 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. La composición de la planta corresponde a un 33 % de generación fotovoltaica, 28 % de generación eólica y 39 % del sistema de almacenamiento. Cuando la planta se encuentra en su capacidad máxima la generación fotovoltaica aumenta a un 41 % y la batería a un 47 %.

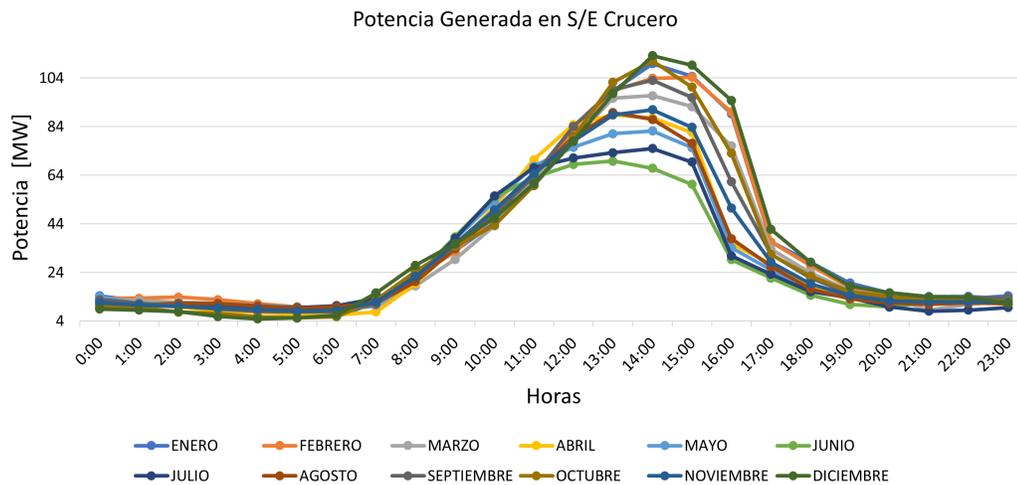


Figura 4.19: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Norte.

El factor de planta del parque eólico es de un 14 %, mientras que el del parque fotovoltaico llega al 41 %. Esta configuración presenta un perfil de generación más alto el cual se concentra en la horas sol y disminuye en las horas no sol debido a que la concentración

de energía es durante la mayor generación de energía fotovoltaica.

De acuerdo con el perfil de generación, el promedio de esta esta dentro del 21 % del total de forma anual, es decir, para la planta de 150 [MW] es de 32 [MW] y la de 300 [MW] el promedio es de 226[MW]. Mientras que el máximo llega a un porcentaje del 75 % para ambos casos.

- **Zona Centro:** En la Figura 4.20 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. Este Caso es igual al del Caso Base, teniendo el mismo perfil de generación para ambas plantas.

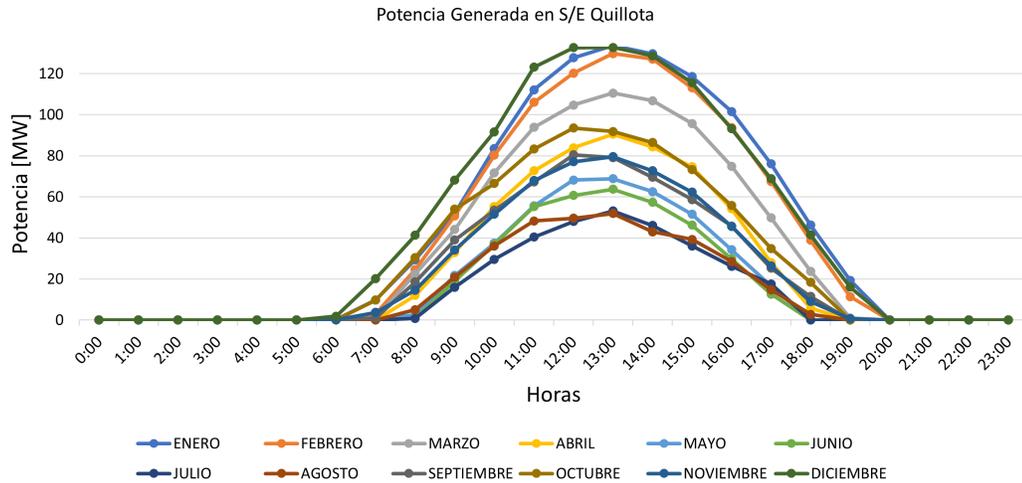


Figura 4.20: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Centro.

- **Zona Sur:** En la Figura 4.21 al igual que en las anteriores se muestra el perfil de generación de la planta contemplando los promedios de generación horaria por mes. La energía fotovoltaica representa un 33 % de la generación, mientras que la generación eólica un 67 % y no hay sistema de almacenamiento. El factor de planta del parque eólico es de 31 % y del parque solar es de 18 %.

La generación promedio de esta planta se encuentra en el 27 % de su máxima capacidad. Como particularidad de este Caso, el mínimo nunca es 0 [MW] debido a que la planta eólica siempre se encuentra generando energía. En este Caso, el mínimo es alrededor del 16 % de la capacidad máxima de la planta.

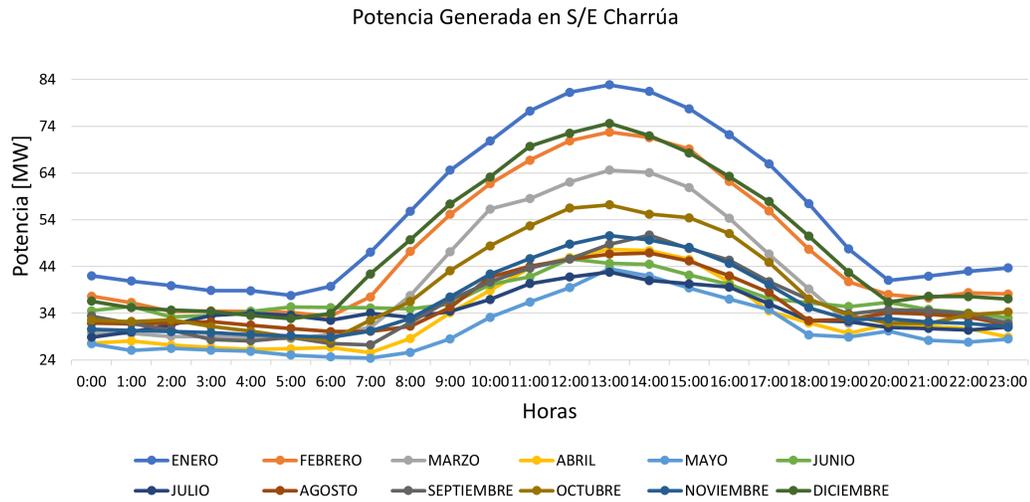


Figura 4.21: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 2 en la Zona Sur.

Comportamiento de la batería

Para este Caso solo se integra batería en la Zona Norte, donde la energía máxima almacenada es de 235 [MWh]. En la Figura 4.22 se muestra el balance energético completo de este escenario. En este Caso la energía almacenada es mucho mayor a la de la generación debido a la presencia de energía solar, ya que la disponibilidad de este recurso es mucho más alta que la energía eólica.

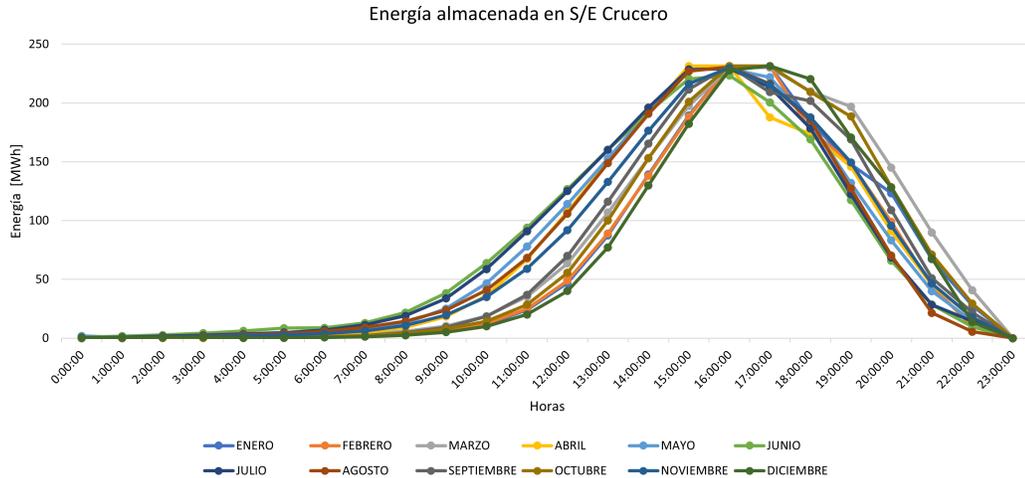


Figura 4.22: Energía Almacenada por la batería para el Caso 2 en la Zona Norte.

El gráfico que muestra el comportamiento de la carga de la batería en su totalidad se encuentra en a Figura 4.23, la batería se carga en las horas sol por medio de la planta fotovoltaica, debido a la alta generación de energía.

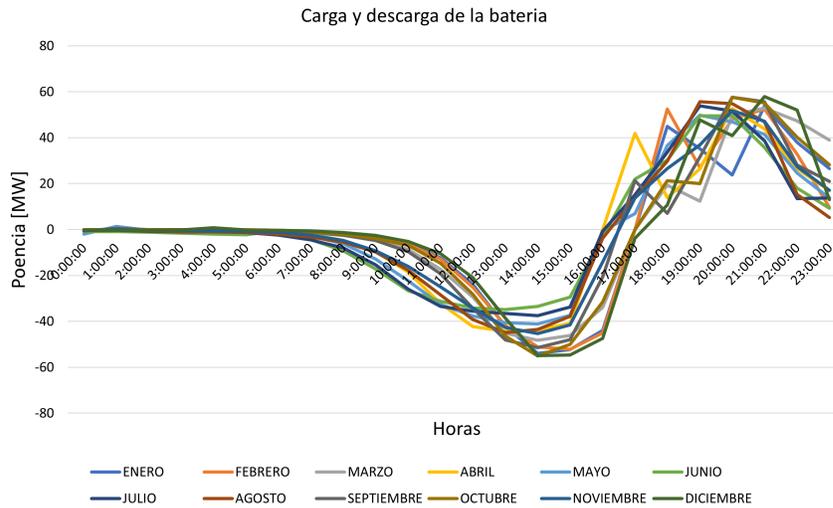


Figura 4.23: Carga y descarga de la Batería para el Caso 2 en la Zona Norte.

4.3.4. Caso 3

Para el Caso 3, se le asigna de forma obligatoria un tercio de la capacidad máxima de cada planta al sistema de almacenamiento. A continuación, se revisará el modelo optimizado de esta planta, entregando los resultados del diseño de la planta y su comportamiento en las respectivas Zonas.

Diseño de la Planta

Las utilidades de la planta diseñada se encuentran en la Tabla 4.21, donde es posible notar que en la Zona Norte es igual a la del Caso Base en términos de utilidades. En la Zona Centro las utilidades disminuyen aproximadamente en 750 mil dolares, y en la Zona Sur en 200 mil dolares. Ninguna de estas disminuciones son significativas para el criterio de inversión.

Tabla 4.21: Utilidades por Zona para el Caso 3.

| Zona | Utilidades [USD] | |
|--------|------------------|-----------------|
| | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$14.167.712 | \$28.335.423 |
| Centro | \$8.557.585 | \$14.783.371 |
| Sur | \$15.240.392 | \$30.968.840 |

En la Tabla 4.22 se presenta el *mix* de generación maximizando las utilidades. La capacidad instalada para la Zona Norte es igual a la de la misma Zona en el Caso Base. Se incorpora el sistema de almacenamiento de forma obligatoria, el cual consiste en el 33% de la capacidad total de la planta completa. En este Caso, a diferencia de los casos anteriores, la composición de la planta en la Zona Centro difiere de acuerdo al tamaño de la planta. Para la planta mediana de 150 [MW] se compone de un 53% de energía solar y 14% de energía eólica, mientras que para la planta de 300 [MW] en un 13% y un 54% respectivamente, esto provoca un aumento en las utilidades de un 58%.

Tabla 4.22: Capacidad Instalada por Tecnología para el Caso 3.

| Capacidad Instalada [MW] | | | | | | |
|--------------------------|-----------------|--------|-----|-----------------|--------|-----|
| Tecnología | Planta 150 [MW] | | | Planta 300 [MW] | | |
| | Norte | Centro | Sur | Norte | Centro | Sur |
| Eólica | 100 | 21 | 100 | 200 | 161 | 200 |
| Solar | 0 | 79 | 0 | 0 | 39 | 0 |
| Batería | 50 | 50 | 50 | 100 | 100 | 100 |

Comportamiento de la Planta

En la Tabla 4.23 se encuentran los valores promedio de generación de la planta para cada Zona, estos fueron calculados de forma mensual, es decir, primero se calcula el promedio de generación horaria para cada mes para luego calcular el promedio anual.

Tabla 4.23: Promedio de la Potencia Generada para el Caso 3.

| Promedio de Generación [MW] | | |
|-----------------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 33,194 | 66,766 |
| Centro | 24,374 | 38,849 |
| Sur | 37,912 | 65,838 |

En las Tablas 4.24 y 4.25 se encuentran los valores máximos y mínimos de generación anual, respectivamente. Es decir, se encuentra la potencia máxima generada por la planta en el año, encontrado valores cercanos a la máxima capacidad de esta, de igual forma para el cálculo de los valores mínimos. Cabe destacar que estos valores se encuentran ponderados por el perfil solar y eólico correspondiente, para así conocer la generación real de esta.

Tabla 4.24: Máxima Potencia Generada para el Caso 3.

| Potencia Máxima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 80,000 | 160,552 |
| Centro | 114,346 | 143,770 |
| Sur | 72,234 | 94,260 |

Tabla 4.25: Mínima Potencia Generada para el Caso 3.

| Potencia Mínima [MW] | | |
|----------------------|----------------|-----------------|
| Zona | Planta 150[MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | 11,951 | 23,902 |
| Centro | 1,224 | 8,286 |
| Sur | 26,448 | 47,491 |

- **Zona Norte:** En la Figura 4.24 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. Esta composición de la planta es igual a la Zona Norte del Caso Base. En este Caso se integra generación eólica y almacenamiento, en un porcentaje de 67 %, y 33 % respectivamente.

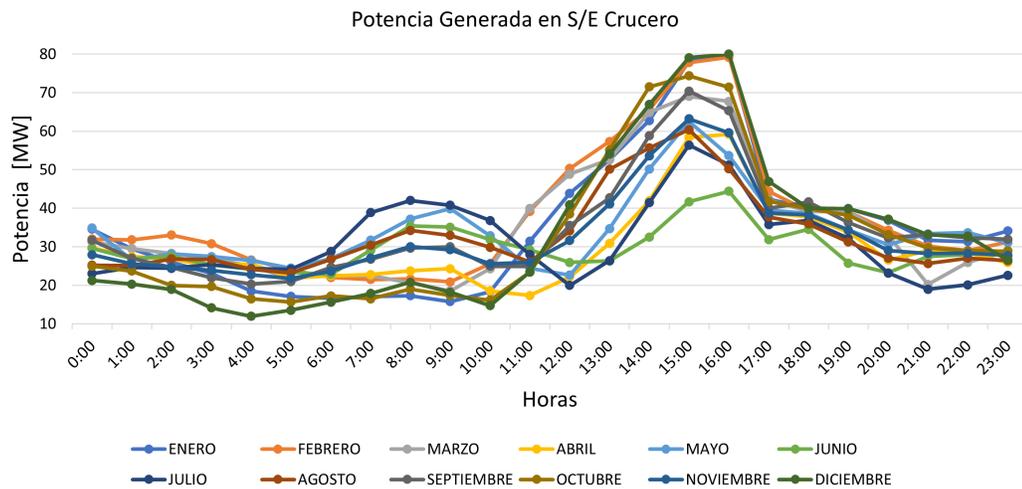


Figura 4.24: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 3 en la Zona Norte.

- **Zona Centro:** En la Figura 4.25 se muestra el perfil de generación de la planta, este gráfico contempla los promedios de generación horaria por mes. A pesar de la diferencia entre los casos en términos del perfil de generación no muestra mayores diferencias, solo se amplifica en un 58 %, como es posible ver en la Figura 4.26.

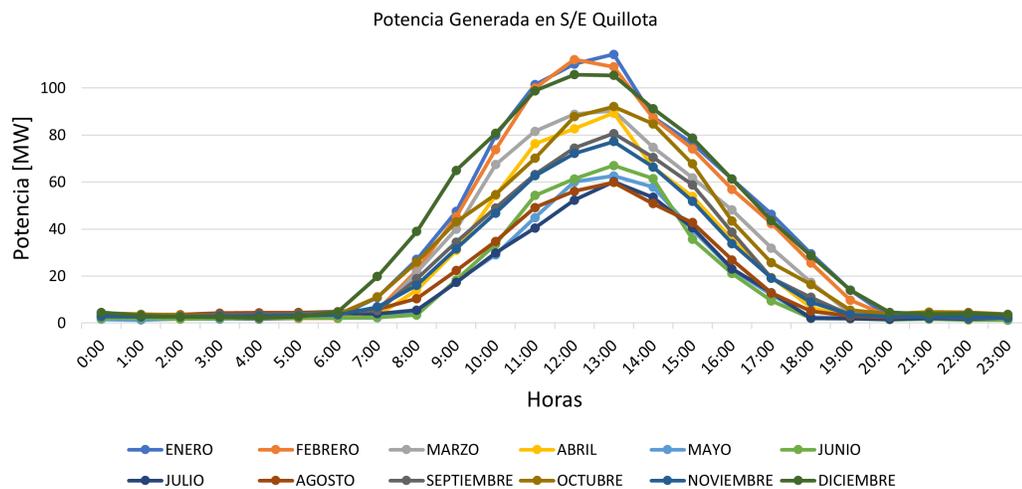


Figura 4.25: Potencia de la Planta Híbrida de 150 [MW] para el Caso 3 en la Zona Centro.

La potencia máxima de generación en la planta de 150 [MW] equivale al 76 % de la capacidad de esta, en cambio para la planta de 300 [MW] es de un 48 %, notando se en la Zona superior del gráfico.

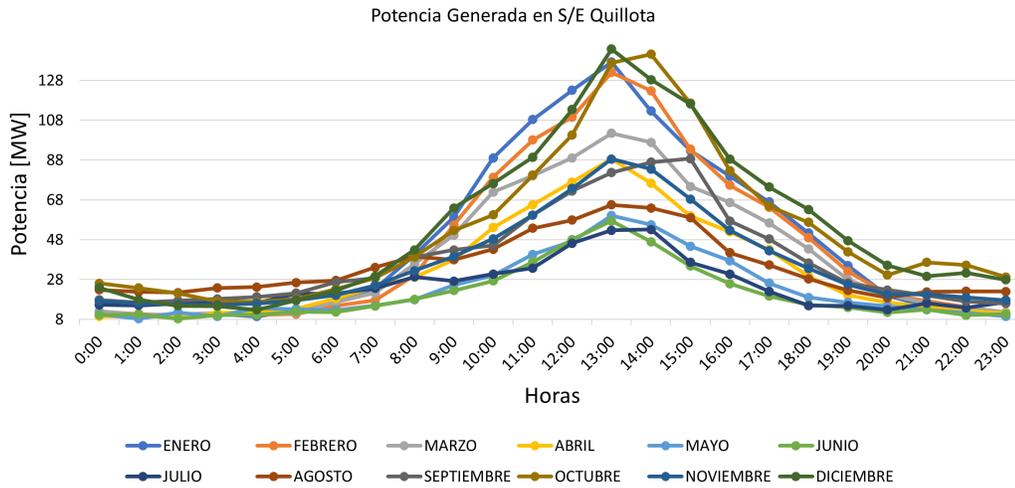


Figura 4.26: Potencia de la Planta Híbrida de 300 [MW] para el Caso 3 en la Zona Centro.

- **Zona Sur:** En la Figura 4.27 al igual que en las anteriores se muestra el perfil de generación de la planta contemplando los promedios de generación horaria por mes. La generación eólica presenta un 67% y el almacenamiento un 33%. La potencia máxima generada es del 48% de la capacidad máxima y el promedio es de un 22% aproximadamente.

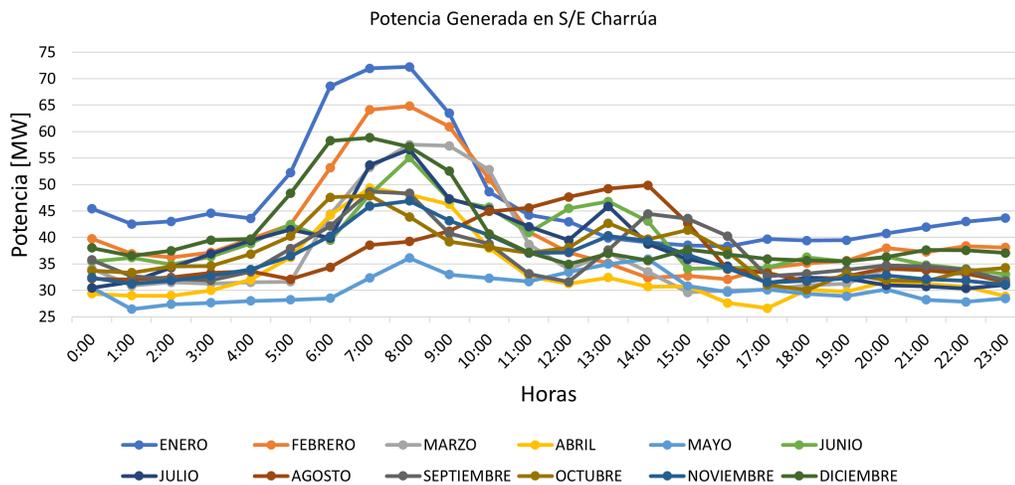


Figura 4.27: Potencia de la Planta Híbrida para el Caso 3 en la Zona Sur.

Comportamiento de la batería

Para este Caso solo se integra batería en las tres Zonas. En las Figuras 4.28, 4.29 y 4.30 se muestra la energía almacenada por la batería en las tres Zonas. Siendo la máxima energía almacenada de 200 [MW].

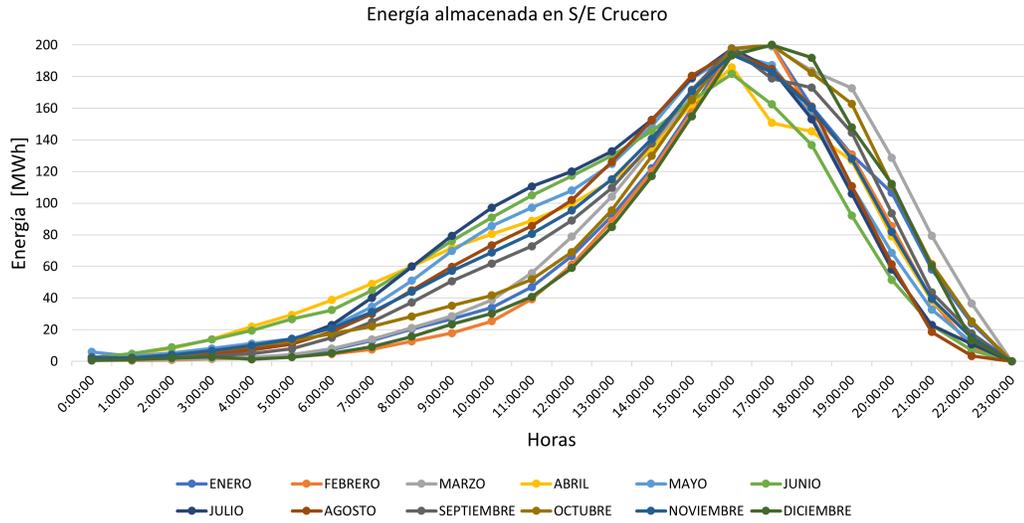


Figura 4.28: Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Norte.

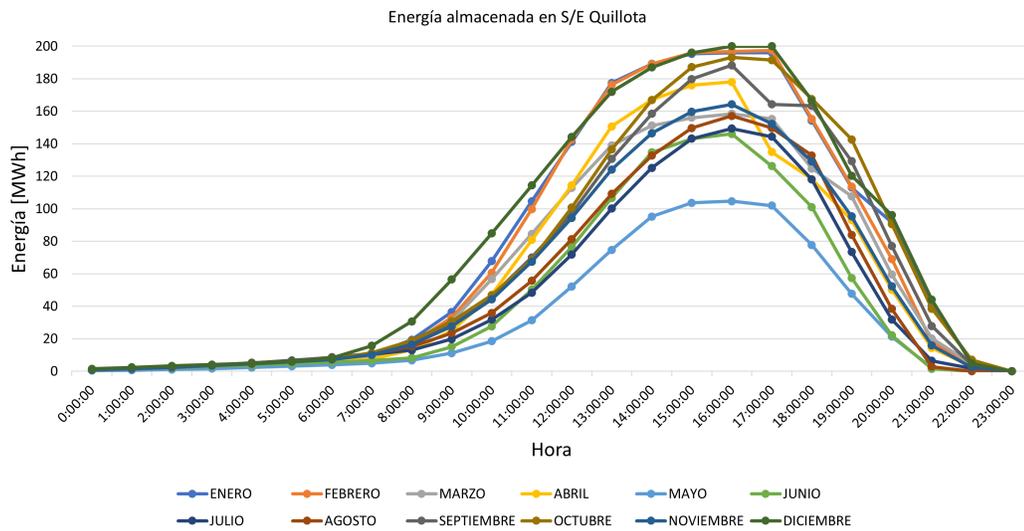


Figura 4.29: Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Centro.

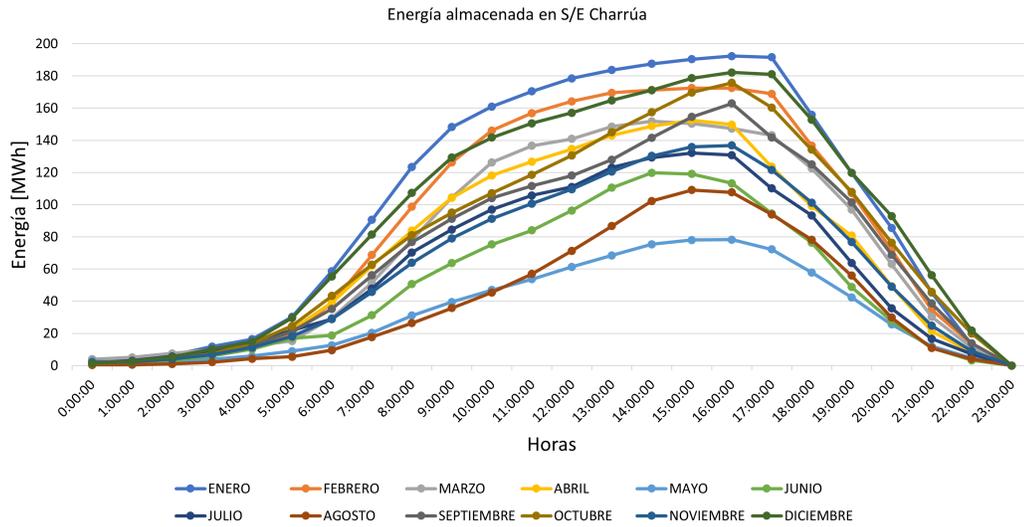


Figura 4.30: Energía Almacenada por la batería para el Caso 3 en la Zona Sur.

En las Figuras 4.31, 4.32 y 4.33 se presentan los perfiles de carga de la batería en las tres Zonas, en la Zona Norte la batería se carga con un 27 % de la energía suministrada por el parque eólico, en la Zona Centro un 30 % y en la Zona Sur un 23 %.

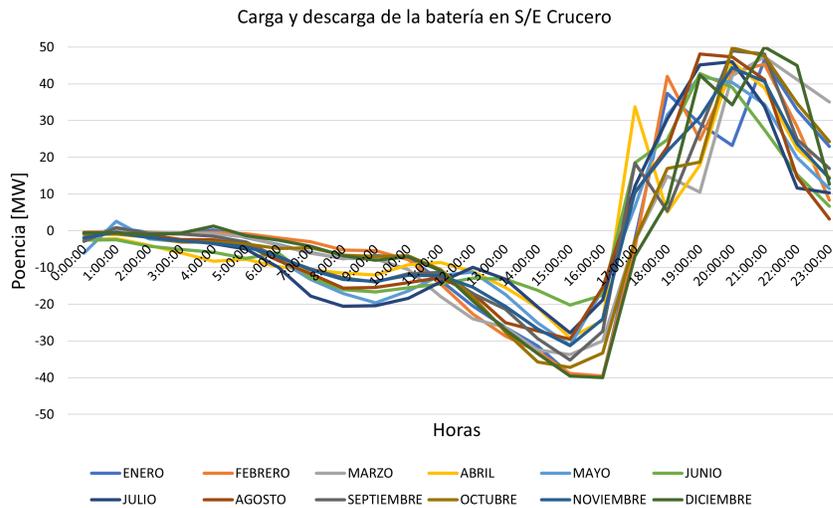


Figura 4.31: Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Norte.

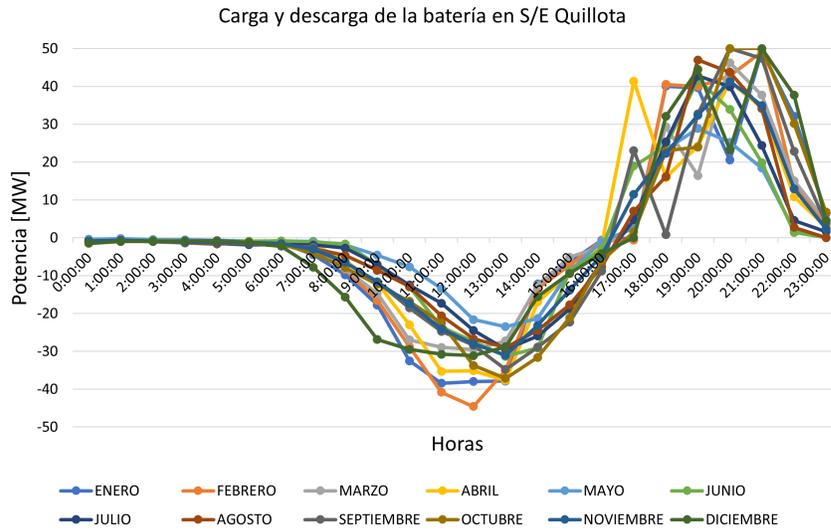


Figura 4.32: Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Centro.

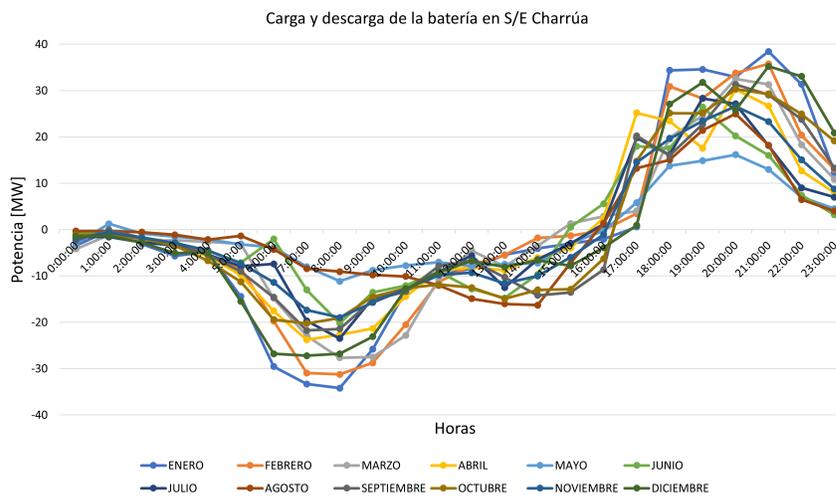


Figura 4.33: Carga y descarga de la Batería para el Caso 3 en la Zona Sur.

4.4. Análisis de los casos

En la siguiente sección se presenta el análisis de los casos con respecto al Caso Base, con el objetivo de encontrar el diseño de la planta híbrida con la mejor combinación de generación y utilidades.

4.4.1. Análisis Caso 1

En la Tabla 4.26 se presenta la diferencia entre las utilidades del Caso Base con respecto al Caso 1, el cual indica que se debe agregar un tercio de capacidad instalada de energía eólica, se puede ver como en la Zona Centro las utilidades disminuyen en un 2%. La disminución es menor al millón de dolares, y la generación fotovoltaica corresponde a un 67% del total,

mientras que la generación eólica es de 33%. De acuerdo con la generación promedio, se encuentra que en esta disminuye en un 2%, pero al mismo tiempo se encuentra un perfil de generación mas uniforme debido al comportamiento de la energía eólica en relación al Caso Base.

Tabla 4.26: Diferencia de las Utilidades del Caso 1 con respecto al Caso Base.

| Diferencia Utilidades [USD] | | |
|------------------------------------|------------------------|------------------------|
| Zona | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$ 0 | \$ 0 |
| Centro | \$ 174.894 | \$ 349.788 |
| Sur | \$ 0 | \$ 0 |

No hay presencia de energía fotovoltaica en la Zona Norte aún siendo la Zona con el mejor perfil de generación solar. Esto se debe principalmente a que los costos marginales en las horas de generación solar tienen a cero por lo que no reportan ninguna utilidad desde el punto de vista del mercado spot. Además, el perfil de viento permite entregar energía durante todo el día. Es por ello que las plantas de 150 [MW] y 300 [MW] del Caso 1 no incluyen generación solar.

En la Zona Central se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] el mejor Caso ocurre incorporando el mínimo de generación eólica, 50 [MW] y 100 [MW] respectivamente, y el resto de la planta corresponde a generación solar. Esto se debe al adecuado perfil de generación solar.

En la Zona Sur se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] el mejor Caso ocurre cuando toda la planta es con fuente de energía eólica. Esto se debe al deficiente perfil de generación solar y al favorable perfil eólico.

En síntesis, como en el Caso 1 se impone un mínimo de capacidad instalada de energía eólica se puede interpretar que la configuración de generación más adecuada para la Zona Sur corresponde a sólo generación eólica, tanto para 150 [MW] como 300 [MW].

4.4.2. Análisis Caso 2

A diferencia del Caso anterior, al integrar obligatoriamente generación fotovoltaica las utilidades disminuyen cerca de un 27% para la Zona Norte y un 19% para el Caso Sur. La diferencia en dolares se encuentra en la Tabla 4.27. La generación eólica en la Zona Norte corresponde a un 28% y el almacenamiento a un 39%, lo cual indica que es posible almacenar energía para entregarla en las horas no-sol. Con respecto a la Zona Sur se tiene una configuración sin sistema de almacenamiento, por lo tanto, no se tiene la posibilidad de almacenar energía sobrante al sistema.

Tabla 4.27: Diferencia de las Utilidades del Caso 2 con respecto al Caso Base.

| Diferencia Utilidades [USD] | | |
|------------------------------------|------------------------|------------------------|
| Zona | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$ 3.856.747 | \$ 7.713.494 |
| Centro | \$ 0 | \$ 0 |
| Sur | \$ 3.820.951 | \$ 7.641.902 |

La máxima potencia generada aumenta en un 71 % en la Zona Norte y en la Zona Sur aumenta en un 79 %, estos datos se encuentran en las Tablas 4.19 y 4.20. Además, la potencia mínima disminuye, teniendo entonces un perfil de generación más variado teniendo energía para las horas sol y no sol. En las Tablas 4.18 y 4.8 se presentan los promedios de generación, en esta se nota que la generación en las Zona Norte y Sur disminuye pero esa disminución no es significativa.

En la Zona Norte se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica corresponde a la capacidad mínima impuesta. Tal como se indicó en el Caso 1, si bien hay un perfil solar favorable, los costos marginales en las horas de generación solar tienden a cero. En ambos tamaños de planta hay capacidad instalada tanto de generación eólica como tecnología de almacenamiento.

En la Zona Central se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] el mejor Caso ocurre cuando toda la planta tiene una capacidad instalada total de generación solar fotovoltaica. Esto se debe al adecuado perfil de generación solar y a los precios competitivos del mercado spot.

En la Zona Sur se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] la capacidad instalada de generación solar fotovoltaica corresponde al mínimo de generación impuesto, y el resto de la planta su fuente de generación es en energía eólica. Esto es coherente con lo analizado en el Caso 1 donde la situación óptima ocurre con un 100 % de capacidad instalada con generación eólica.

En síntesis, como en el Caso 2 se impone un mínimo técnico de generación solar se puede interpretar que la configuración de generación más adecuada para la Zona Centro corresponde a sólo generación solar fotovoltaica, tanto para una planta de 150 [MW] como 300 [MW].

4.4.3. Análisis Caso 3

Al integrar obligatoriamente un sistema de almacenamiento a las utilidades disminuyen cerca de un 2 % para la Zona Norte, un 15 % para la Zona Centro y un 25 % para la Zona Sur. La diferencia en dolares se encuentra en la Tabla 4.28. Para este Caso se debe considerar que en todas las configuración se permite almacenamiento de energía, por lo tanto, se puede tener una generación máxima mayor a la demanda y no perderla.

Tabla 4.28: Diferencia de las Utilidades del Caso 3 con respecto al Caso Base.

| Diferencia Utilidades [USD] | | |
|------------------------------------|------------------------|------------------------|
| Zona | Planta 150 [MW] | Planta 300 [MW] |
| Norte | \$ 325.235 | \$ 650.470 |
| Centro | \$ 1.521.193 | \$ 5.374.185 |
| Sur | \$ 5.281.163 | \$ 10.074.270 |

A pesar de que las utilidades disminuyen en todos los casos, es posible notar que la generación de esta configuración de tecnologías es mucho más uniforme en comparación a las otras, donde además se puede almacenar la energía que no se utiliza al momento de sobrepasar la demanda. Esta ventaja es propia del sistema de almacenamiento.

En la Zona Norte se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] la capacidad instalada de almacenamiento corresponde al mínimo de generación impuesto y el resto corresponde a generación eólica. Tal como se indicó en el Caso 1 y 2, si bien hay un perfil solar favorable, los costos marginales en las horas de generación solar tienen a cero.

En la Zona Central se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] la capacidad instalada de almacenamiento corresponde al mínimo exigido. Además, se destaca que para ambos tamaños de planta existe integración de las tres tecnologías.

En la Zona Sur se observa que tanto para la planta de generación de 150 [MW] y 300 [MW] la capacidad instalada de almacenamiento corresponde al mínimo de generación impuesto, y el resto de la planta es con fuente de generación eólica. Esto es coherente con lo analizado en el Caso 1 y 2 donde la situación óptima ocurre con un 100% de capacidad instalada con generación eólica.

En síntesis, como en el Caso 3 se impone un mínimo técnico de almacenamiento y en todos los casos el mejor Caso es cumpliendo es este mínimo se puede interpretar que no es una configuración óptima para ninguna Zona. Cabe destacar que en la Zona Norte la distribución de capacidad instalada se asemeja a la del Caso 1, con la diferencia de que en el Caso 1 tiene mayor capacidad instalada de generación eólica ya que no debe cumplir con restricciones en almacenamiento.

4.4.4. Análisis de casos óptimos por Zona

En la Zona Norte la configuración óptima, tanto para la planta de 150 [MW] como de 300 [MW], es el Caso 1, debido a que cumple con las restricciones de capacidad instalada de generación eólica superiores al mínimo. A partir de esto se deduce que el mínimo técnico no afecta, asemejándose al Caso Base. El Caso 3 es parecido, con la diferencia que para ambos tamaños de central se impone el mínimo de almacenamiento, siendo una configuración menos eficiente. No obstante, como el interés del estudio es que las tres tecnologías estén integradas, el Caso 2 es el de mayor interés, tanto para 150 [MW] como 300 [MW], ya que se obliga a instalar generación solar fotovoltaica teniendo así una planta híbrida.

En la Zona Central la configuración óptima, tanto para la planta de 150 [MW] como de 300, es el Caso 2, debido a que cumple con las restricciones de capacidad instalada de generación solar fotovoltaica superiores al mínimo. A partir de esto se deduce que la capacidad mínima a instalar no afecta, asemejándose al Caso Base. No obstante, como el interés del estudio es que las tres tecnologías estén integradas, el Caso de interés es el 3, tanto para 150 [MW] como 300 [MW], ya que se obliga a instalar generación solar fotovoltaica.

No obstante, la configuración de capacidad instalada del Caso 3 se diferencia de los resultados esperados. Esto se debe a que la configuración ideal en la Zona central ocurre cuando el 100 % de la capacidad instalada es generación solar fotovoltaica y si en el Caso 3 se impone 50 [MW] y 100 [MW] de capacidad de almacenamiento lo esperable sería que el resto correspondiera a generación solar. Sin embargo, ocurre que se integra generación eólica e incluso se observa que para la planta de 300 [MW] la capacidad instalada de generación eólica es superior a la solar fotovoltaica, con 161 [MW] y 39 [MW] respectivamente.

En la Zona Sur la configuración más eficiente, tanto para la planta de 150 [MW] como de [300], es el Caso 1, debido a que cumple con las restricciones de capacidad instalada de generación eólica superiores al mínimo. No obstante, como el interés del estudio es que las tres tecnologías estén integradas, ninguna de los tres casos cumple con este requisito, ya que tanto el Caso 2 y 3 llegan a su óptimo asignando la restricción mínima a la generación solar fotovoltaica y almacenamiento respectivamente.

Por lo tanto, para la Zona Sur el Caso de interés sería añadir restricciones tanto a la generación solar fotovoltaica como a la capacidad instalada en almacenamiento, para que de esa forma las tres tecnologías estén presentes. Así, la planta de 150 [MW] está distribuida en 50 [MW] de generación eólica, 50 [MW] generación solar fotovoltaica y 50 [MW] de almacenamiento; y la planta de 300 [MW] está distribuida en 100 [MW] de generación eólica, 100 [MW] generación solar fotovoltaica y 100 [MW] de almacenamiento.

Capítulo 5

Conclusiones

La combinación de energía fotovoltaica, eólica y almacenamiento a gran escala a ganado importancia a nivel mundial como forma de garantizar la generación estable de electricidad utilizando energía renovable de fuentes complementarias. La energía que generan estas plantas puede ser almacenada temporalmente o inyectarse en la red cuando sea necesario.

Una de las principales ventajas de las plantas híbridas es la posibilidad de aprovechar los beneficios de cada una de las tecnologías que las componen. Por un lado, las baterías proporcionan un sistema de almacenamiento que proveen energía al sistema. Por otro lado, la generación solar permite cargar las baterías de manera eficiente, sin desperdiciar energía, mientras que la energía eólica contribuye con una generación constante que, al combinarse con las baterías, aporta seguridad al sistema.

Por lo anterior, los sistemas de almacenamiento son fundamentales para el futuro de de la energía renovable y son un complemento perfecto para un sistema eléctrico sin emisiones. Su naturaleza de multiservicio permite obtener una generación más segura y confiable.

El trabajo realizado permite diseñar un modelo de generación de energía utilizando herramientas de optimización para maximizar las utilidades de los generadores. Para ello, se tuvieron en cuenta la construcción e identificación de los parámetros de entrada que caracterizan al sistema en estudio, integrando los costos de inversión, los perfiles eólicos y solares y los pronósticos de precios spot de compra de energía. El modelo fue implementado en tres escenarios diferentes de estudio, correspondientes a la Zona Norte, Centro y Sur de Chile.

Por lo tanto, el análisis llevado a cabo en este trabajo permite evaluar el comportamiento de este tipo de plantas híbridas, de diferentes parámetros como lo son la potencia, la capacidad de almacenamiento, el tamaño del parque eólico y solar. Teniendo en cuenta lo anterior, es posible sostener mediante el análisis y estudio realizado que el *mix* concluir que en la Zona Norte la configuración que integra ganancias y flexibilidad del recurso energético es la del caso 2 integrando las tres tecnologías.

Teniendo en cuenta lo expuesto, se puede afirmar que se ha cumplido con el objetivo general establecido, el cual consistía en dimensionar una planta de generación híbrida con el propósito de maximizar las utilidades. Además se cumplen también los objetivos específicos del trabajo, se logra diseñar un modelo de generación eléctrica mediante un modelo de optimización que

maximiza las utilidades de las generadoras. Se logran identificar y construir parámetros de entrada logrando caracterizar el sistema de estudio. Finalmente se implementa el modelo diseñado en diferentes escenarios de estudio debido a que el modelo trabajado entrega un óptimo global el cual permite obtener otros resultados que presenten beneficio al inversionista.

5.1. Trabajo Futuro

Con respecto al trabajo futuro se proponen las siguientes mejoras al estudio.

- Incluir la demanda de energía para cada Zona estudiada. De esta forma es posible analizar la inversión de cada una de estas tecnologías para cumplir con la demanda energética para cada Zona.
- Realizar el análisis incorporando diferentes escenarios de precios spot, es decir, agregar el caso pesimista, optimista y promedio, teniendo en cuenta que el mercado eléctrico de generación se encuentra en constante cambio y sus fluctuaciones dentro de estos últimos años han sido variadas.
- Se propone utilizar el modelo actual incorporando las barreras e incentivos particulares de los sistemas de almacenamiento en las plantas de energía renovable en Chile.

Bibliografía

- [1] Ministerio de Energía , “Decreto exento n°50: Acuerdo de retiro de centrales termoeléctricas a carbón.” 2020.
- [2] G. Gubinelli, “Negocian en el senado para acelerar meta de descarbonización al 2030 en Chile,” *Energía Estratégica*, Junio 2021.
- [3] D. Mohler and D. Sowder, *Energy storage and the need for flexibility on the grid*. Renewable Energy Integration (Second Edition), 2017.
- [4] D. Ávila Prats, R. Alesanco-García, and J. Veliz-Alonso, “Hybrid systems with base in the renewable energy for the energy supply to desalination plants,” *Ingeniería Mecánica*, vol. 14, no. 1, pp. 22–30, 2011.
- [5] HELIOS SCP, “Redstone concentrated solar power project on track in south africa.” Available at <https://helioscsp.com/redstone-concentrated-solar-power-project-on-track-in-south-africa/>, mar 2023.
- [6] F. A. Carrillo and M. P. García, “Análisis tecno-económico de plantas híbridas pv-csp.” Available at https://repositorio.lneg.pt/bitstream/10400.9/3387/1/Cies2020_1_2049.pdf.
- [7] P. Lamadrid, “Tsk construirá una planta solar híbrida en Marruecos de 700 millones de euros.” Available at <https://www.elcomercio.es/economia/empresas/construira-planta-solar-20190524001527-ntvo.html>.
- [8] Enel Green Power, “Enel green power Chile inaugura la primera central renovable híbrida a escala industrial del país.” Available at <http://https://www.enel.cl/es/conoce-enel/prensa/press-enel-green-power-chile/d202210-enel-green-power-chile-inaugura-la-primer-central-renovable-hibrida-a-escala-industrial-del-pais.html> (2022/10/17).
- [9] GIZ y Ministerio de Energía , “Las energías renovables en el mercado eléctrico chileno,” *Energía - Renovables - ERNC - Mercado eléctrico*, nov 2020.
- [10] W. Hao, C. Sun, and Z. Leilei, “The research on adaptability evaluation of wind power integration capacity in power grid considering wind-solar hybrid complementary characteristics and flexible loads interference,” in *2016 IEEE PES Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference (APPEEC)*, pp. 1856–1860, 2016.
- [11] IRENA, “Electricity storage and renewables: Costs and markets to 2030,” 2017.
- [12] C. Liwen, W. Jiadan, and D. Qingtang, “Simulation research of a novel wind and solar hybrid power system,” in *2012 Power Engineering and Automation Conference*, pp. 1–4, 2012.
- [13] W. Gormana, A. Millsa, M. Bolingera, R. Wisera, N. G. Singhalb, E. Elab, and

- E. O’Shaughnessy, “Motivations and options for deploying hybrid generator-plus-battery projects within the bulk power system,” *The Electricity Journal*, vol. 33, 03/2020 2020.
- [14] M. Guerrero, E. Romero, F. Barrero, M. I. Milanés, and E. Gonzalez, “Overview of medium scale energy storage systems,” in *2009 Compatibility and Power Electronics*, pp. 93–100, 2009.
- [15] C. Hernández Moris, M. T. Cerda Guevara, A. Salmon, and A. Lorca, “Comparison between concentrated solar power and gas-based generation in terms of economic and flexibility-related aspects in Chile,” *Energies*, vol. 14, no. 4, 2021.
- [16] A. Couto and A. Estanqueiro, “Exploring wind and solar pv generation complementarity to meet electricity demand,” *energies*, 2020.
- [17] F. D. Rinaudo and L. M. Aromataris, “Impacto de la generación eólica en estabilidad transitoria de sistemas eléctricos de potencia,” in *2014 IEEE Biennial Congress of Argentina (ARGENCON)*, pp. 438–442, 2014.
- [18] E. Sierra and C. Benavides, “Optimal wind power allocation applied to Chilean national electric system,” Octubre 2018.
- [19] SANDIA, “Doe/epri electricity storage handbook in collaboration with nreca,” 2015.
- [20] SANDIA, “Energy storage for the electricity grid: Benefits and market potential assessment guide,” 2010.
- [21] X. Luo, J. Wang, M. Dooner, and J. Clarke, “Overview of current development in electrical energy storage technologies and the application potential in power system operation,” *Applied Energy*, vol. 137, 2015.
- [22] Energy Market Authority, “Handbook for energy storage systems,” 2008.
- [23] H. L. Ferreira, R. Garde, G. Fulli, W. Kling, and J. P. Lopes, “Characterisation of electrical energy storage technologies,” *Energy*, 2013.
- [24] IRENA, “Utility-scale batteries,” 2019.
- [25] P. K. Pathak and A. R. Gupta, “Battery energy storage system,” in *2018 4th International Conference on Computational Intelligence Communication Technology (CICIT)*, pp. 1–9, 2018.
- [26] M. Aneke and M. Wang, “Energy storage technologies and real life applications – a state of the art review,” *Applied Energy*, 2016.
- [27] R. I. Dunn, P. J. Hearps, and M. N. Wright, “Molten-salt power towers: Newly commercial concentrating solar storage,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 100, no. 2, pp. 504–515, 2012.
- [28] Ministerio de Energía, “Planificación energética de largo plazo,” *PELP*, pp. 102–108, aug 2021.
- [29] L. Garcia de Fonseca, M. Parikh, and R. Manghani, “Evolución futura de costos de las energías renovables y almacenamiento en América Latina.” Banco Interamericano de Desarrollo, dec 2019.
- [30] M. Bolinger, J. Seel, and D. Robson, *Utility-Scale Solar: Empirical Trends in Project Technology, Cost, Performance, and PPA Pricing in the United States*. 2019.

- [31] Y. Yang, S. Bremner, C. Menictas, K. Meng, Z. Y. Dong, and M. Kay, “An economic optimization for bess sizing in a hybrid pv and wind power plant,” 2023.
- [32] J. Martín, I. Zamora, J. Martín, V. Aperribay, and P. Eguia, “Energy storage technologies for electric applications,” *Renewable Energy and Power Quality Journal*, pp. 593–598, 05 2011.
- [33] “Application of dynamic programming to the optimal management of a hybrid power plant with wind turbines, photovoltaic panels and compressed air energy storage,” *Applied Energy*, vol. 97, pp. 849–859, 2012. Energy Solutions for a Sustainable World - Proceedings of the Third International Conference on Applied Energy, May 16-18, 2011 - Perugia, Italy.
- [34] “Operation optimization strategy for wind-concentrated solar power hybrid power generation system,” *Energy Conversion and Management*, vol. 160, pp. 243–250, 2018.
- [35] “Pumped hydro energy storage system: A technological review,” *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 586–598, 2015.
- [36] “Optimal battery storage operation for pv systems with tariff incentives,” *Applied Energy*, vol. 203, pp. 422–441, 2017.
- [37] Z. Shu and P. Jirutitijaroen, “Optimal operation strategy of energy storage system for grid-connected wind power plants,” *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 5, no. 1, pp. 190–199, 2014.
- [38] Ministerio de Energía , “Explorador eólico.” Available at <http://eolico.minenergia.cl>.
- [39] Ministerio de Energía , “Explorador solar.” Available at <https://solar.minenergia.cl>.

Anexo A

Comportamiento de la Planta de 150 [MW]

Se presentan los datos de la planta de 150[MW] ya que la otra planta corresponde al doble en todos sus resultados de generación.

A.1. Caso Base

A.1.1. Generación Solar

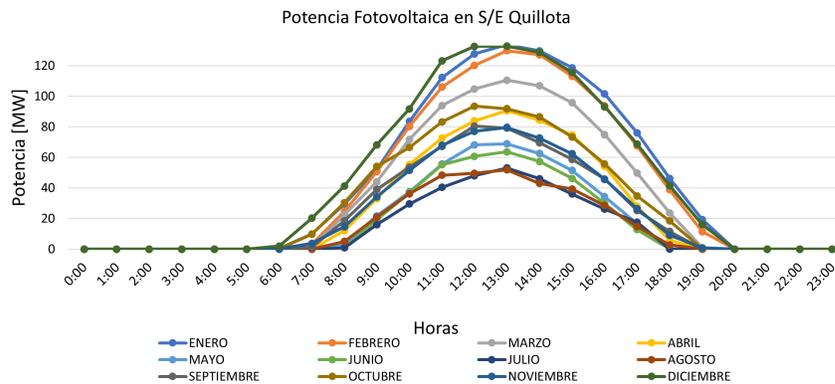


Figura A.1: Generación Solar para el Caso Base en la Zona Centro.

A.1.2. Generación Eólica

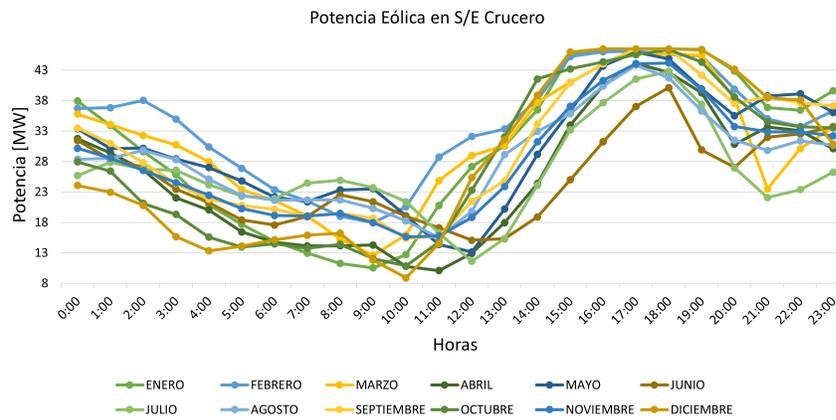


Figura A.2: Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Norte.

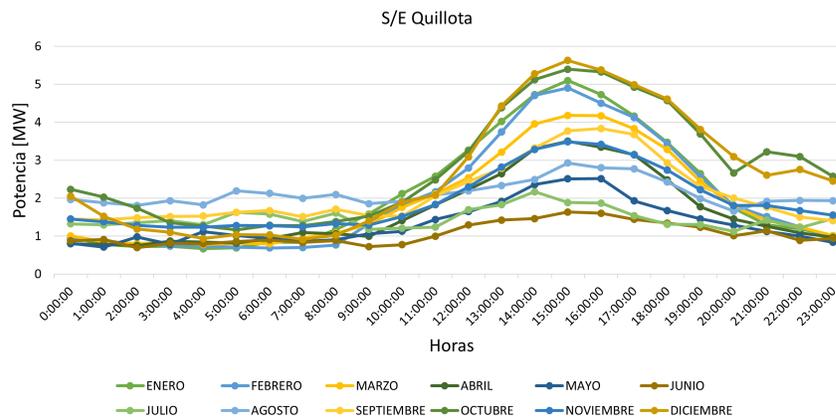


Figura A.3: Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Centro.

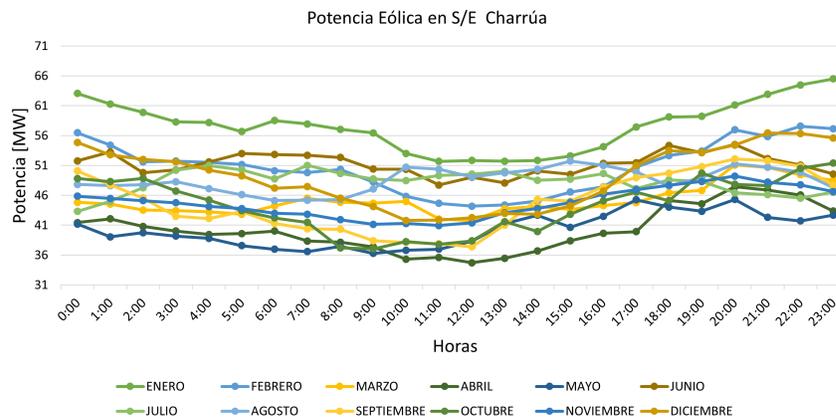


Figura A.4: Generación Eólica para el Caso Base en la Zona Sur.

A.1.3. Carga de la Batería

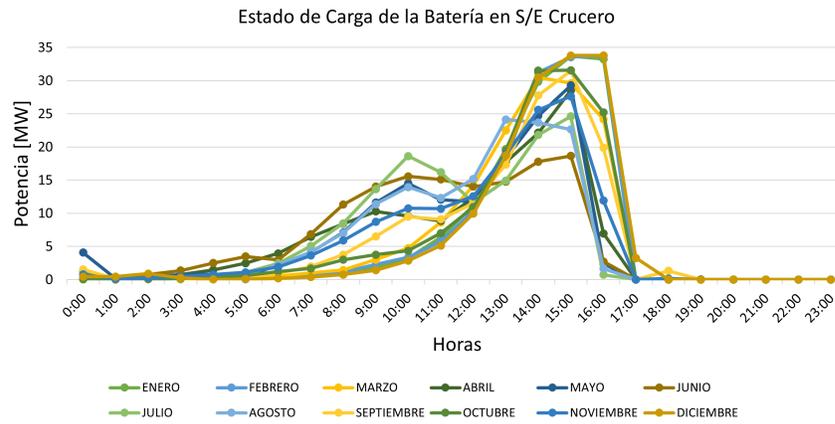


Figura A.5: Carga de la Batería para el Caso Base en la Zona Norte.

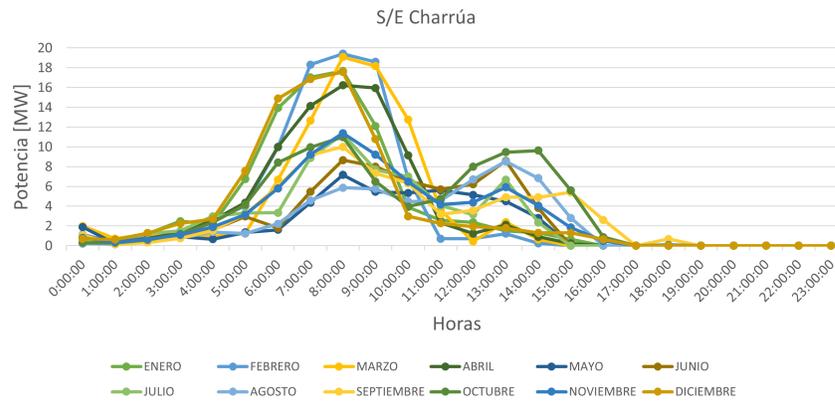


Figura A.6: Carga de la Batería para el Caso Base en la Zona Sur.

A.1.4. Energía Almacenada

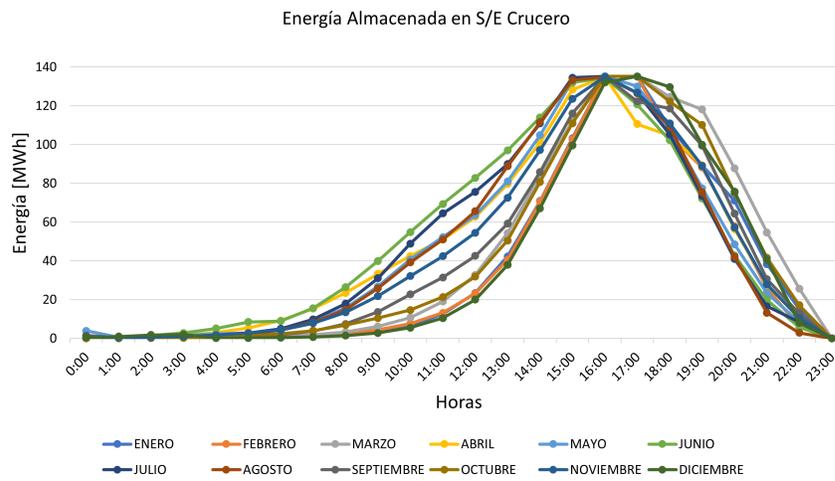


Figura A.7: Energía Almacenada para el Caso Base en la Zona Norte.

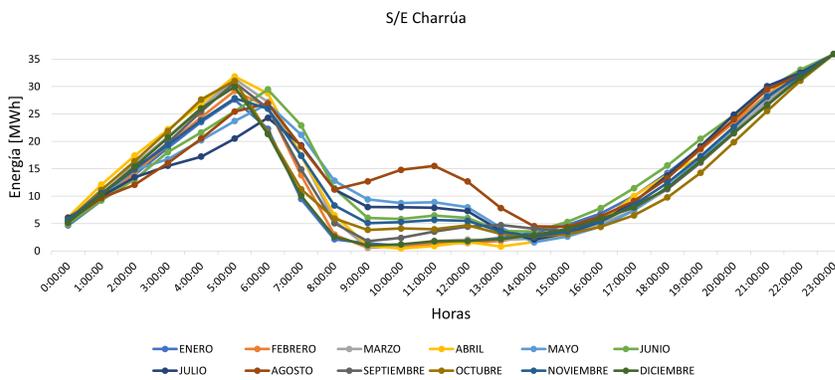


Figura A.8: Energía Almacenada para el Caso Base en la Zona Sur.

A.2. Caso 1

A.2.1. Generación Solar

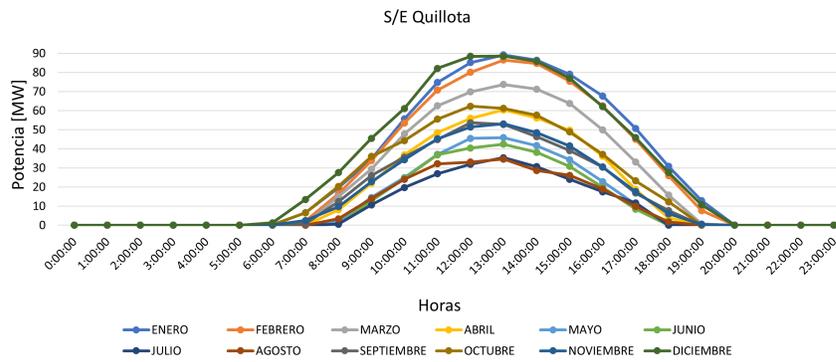


Figura A.9: Generación Solar para el Caso 1 en la Zona Centro.

A.2.2. Generación Eólica

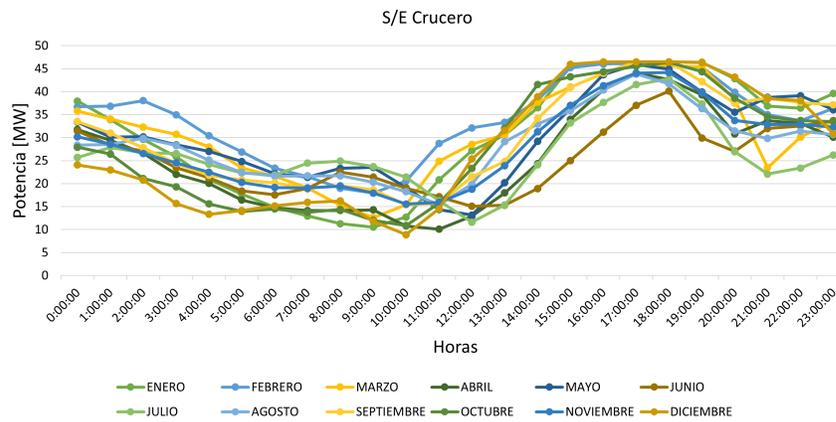


Figura A.10: Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Norte.

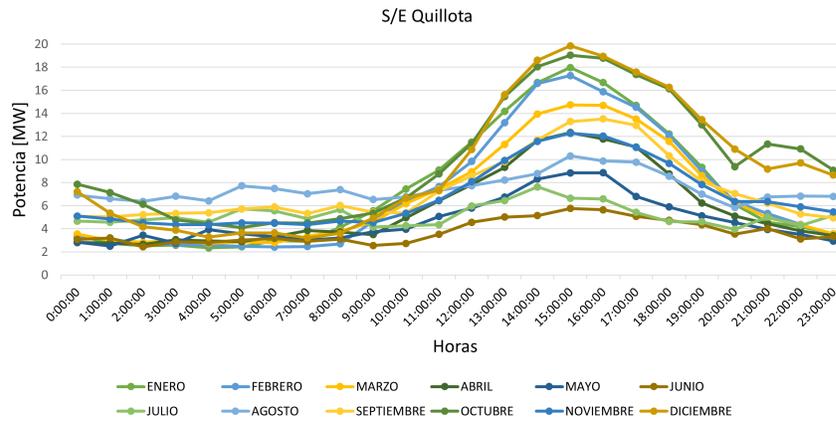


Figura A.11: Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Centro.

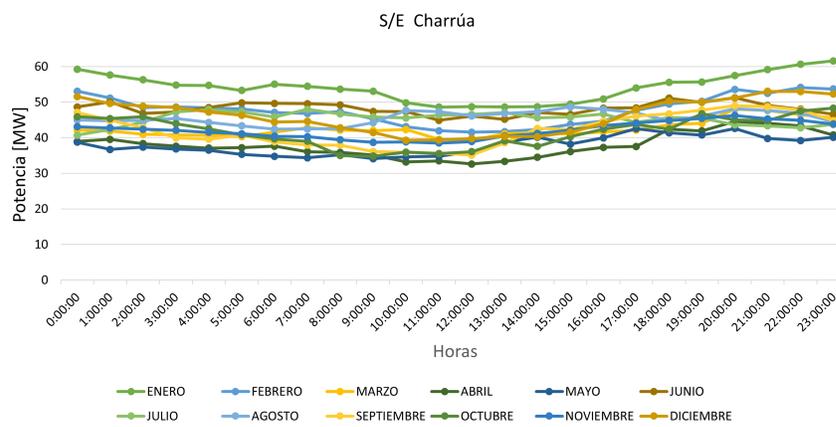


Figura A.12: Generación Eólica para el Caso 1 en la Zona Sur.

A.3. Caso 2

A.3.1. Generación Solar

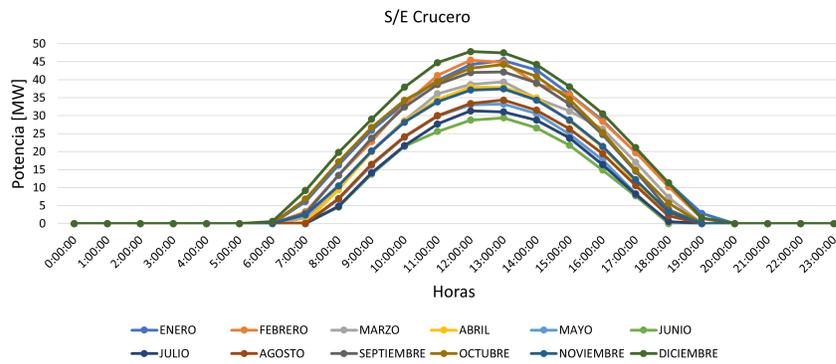


Figura A.13: Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Norte.

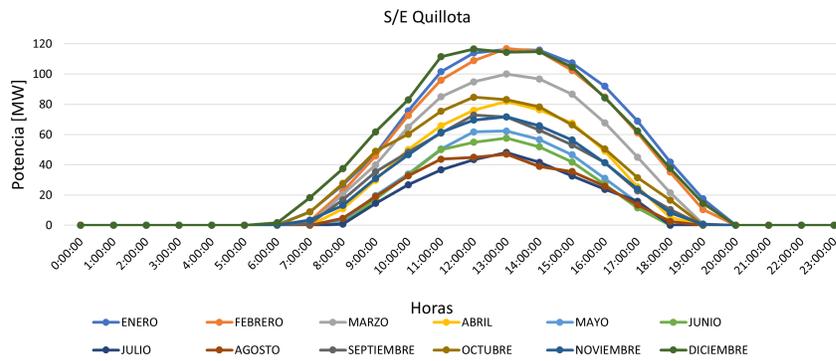


Figura A.14: Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Centro.

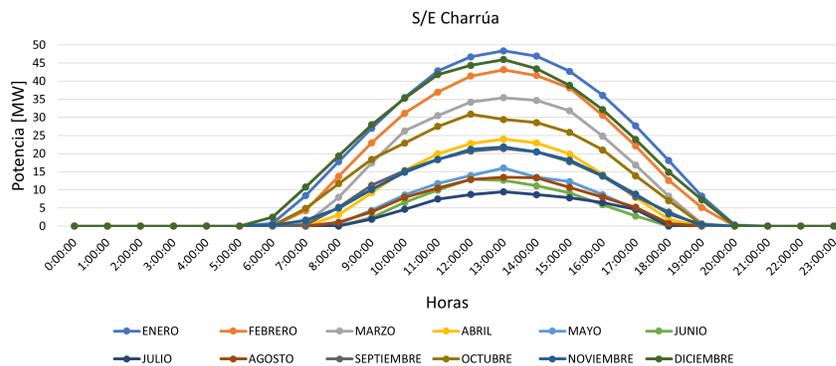


Figura A.15: Generación Solar para el Caso 2 en la Zona Sur.

A.3.2. Generación Eólica

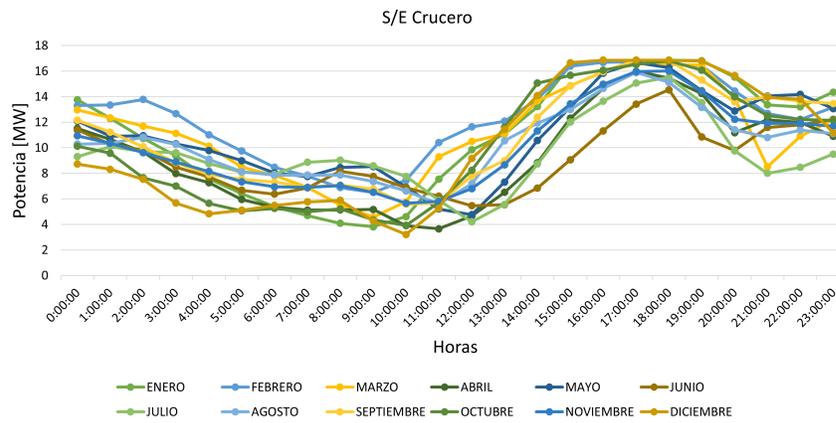


Figura A.16: Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Norte.

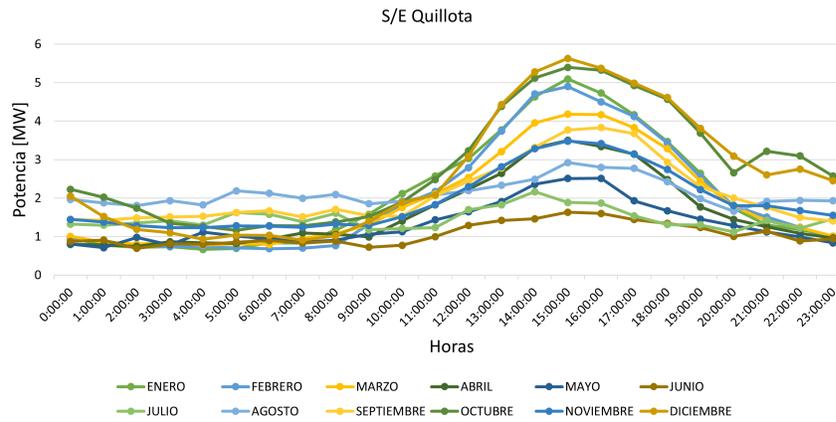


Figura A.17: Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Centro.

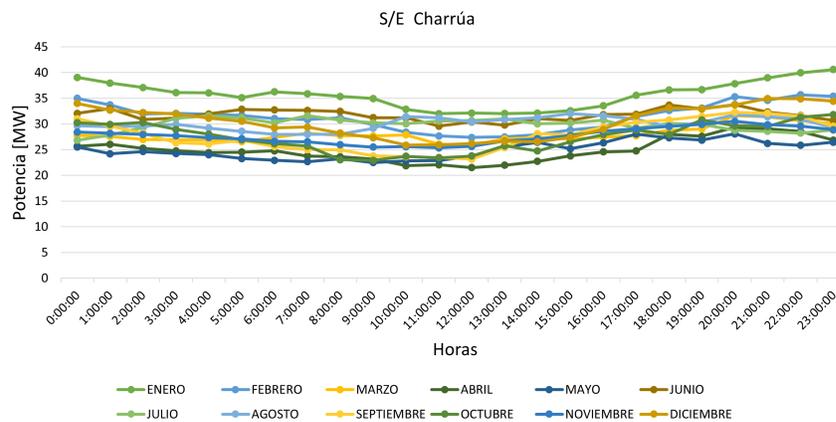


Figura A.18: Generación Eólica para el Caso 2 en la Zona Sur.

A.4. Caso 3

A.4.1. Generación Solar

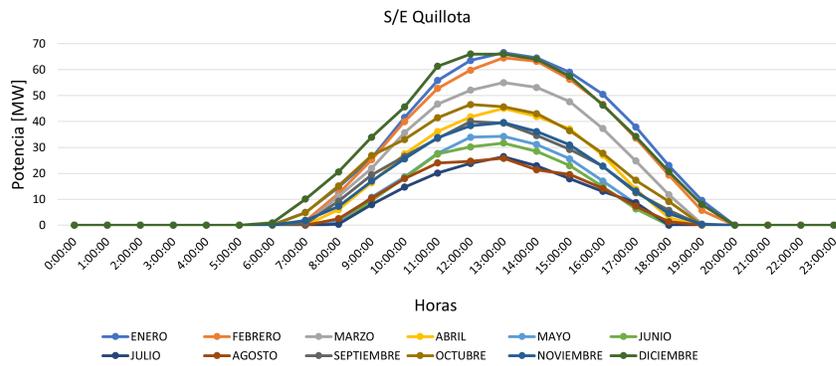


Figura A.19: Generación Solar para el Caso 3 en la Zona Centro.

A.4.2. Generación Eólica

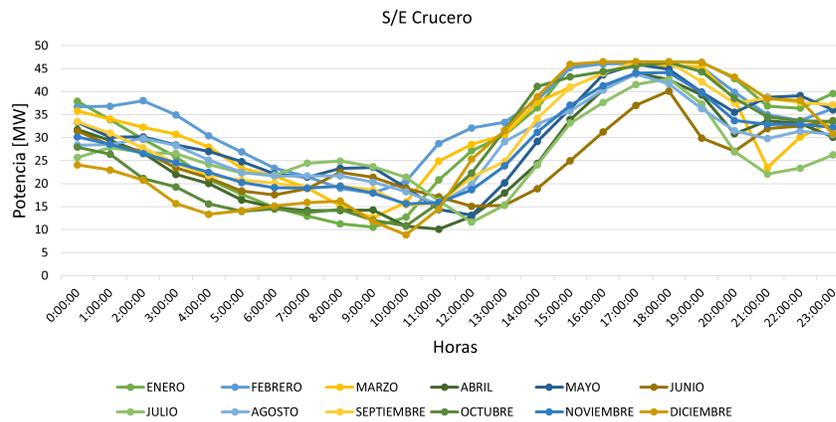


Figura A.20: Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Norte.

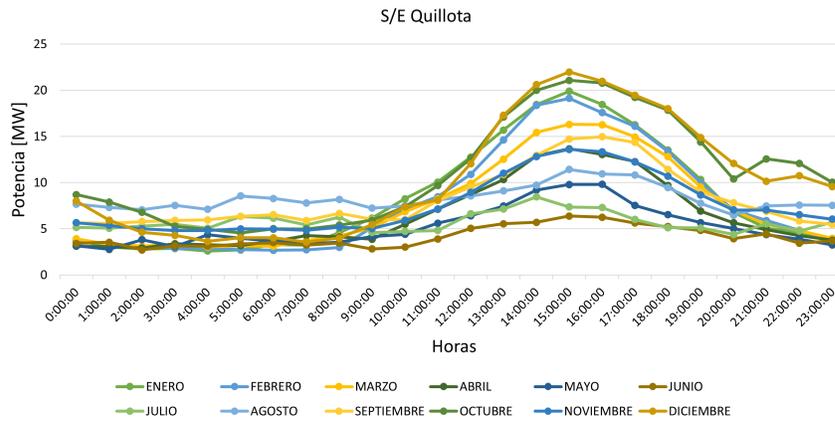


Figura A.21: Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Centro.

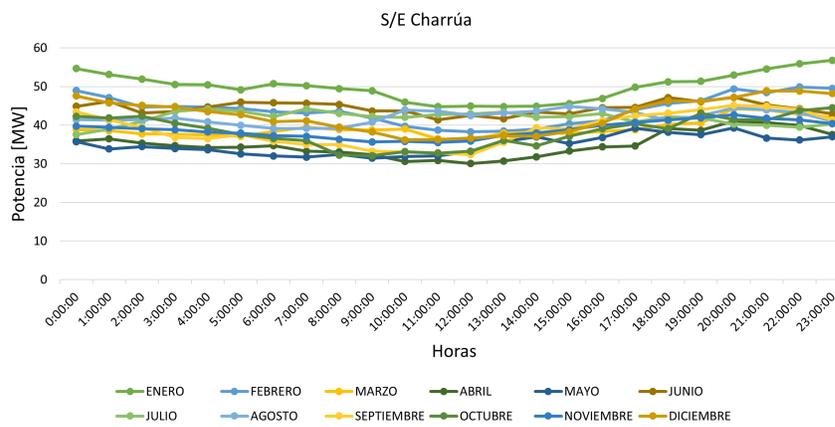


Figura A.22: Generación Eólica para el Caso 3 en la Zona Sur.