



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

**VERIFICACIÓN DE LA COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS
TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLES EN CHILE Y SERVICIOS
COMPLEMENTARIOS ASOCIADOS**

MEMORIA PARA OPTAR AL TÍTULO DE INGENIERO CIVIL ELÉCTRICO

BRYAN HUGH LEVY ARIAS

PROFESOR GUÍA:
Rodrigo Palma Behnke

MIEMBROS DE LA COMISIÓN:
Pablo Estévez Valencia
Álvaro Silva Madrid

Este trabajo ha sido parcialmente financiado por:
FONDECYT

SANTIAGO DE CHILE
2023

RESUMEN DE LA MEMORIA PARA OPTAR AL
TÍTULO DE: Ingeniero Civil Eléctrico
POR: Bryan Hugh Levy Arias
FECHA: 2023
PROFESOR GUÍA: Rodrigo Palma Behnke

VERIFICACIÓN DE LA COMPLEMENTARIEDAD ENTRE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLES EN CHILE Y SERVICIOS COMPLEMENTARIOS ASOCIADOS

El presente trabajo de título tiene como objetivo continuar la línea de investigación sobre la complementariedad entre las tecnologías de generación renovables en Chile mediante un análisis estadístico de la operación del Sistema Eléctrico Nacional (SEN) durante los años 2020 y 2021. Se analizan diferentes tipos de complementariedad tales como espacial, temporal y otras, junto con la incorporación de sistemas de almacenamiento de energía. El análisis realizado es de tipo estadístico y descriptivo, es decir, a partir de la recopilación de datos históricos de la operación del SEN, se estudia su comportamiento en el pasado con el fin de presentar evidencia sobre la complementariedad existente entre la energía solar y eólica.

Para llevar a cabo el estudio posterior a la preparación de una base de datos, se expande la metodología existente mediante el cálculo de un nuevo índice y una nueva propuesta de mix óptimo, donde la utilización de herramientas computacionales como el lenguaje de programación Python y el *software* FICO Xpress Optimization fueron indispensables para cumplir el propósito de este trabajo.

Entre los resultados fundamentales están, el cálculo de los factores de planta de las centrales solares y eólicas, junto con las matrices de correlación, los cuales permiten verificar que existe complementariedad temporal entre ambas tecnologías, la cual es más evidente al revisar los resultados de manera intradiaria o interestacional. El índice de abastecimiento Solar-Eólico para el período 2020-2022 permite visualizar el porcentaje de participación de la generación solar y eólica para abastecer a la demanda del sistema, donde esta ha aumentado aproximadamente un 5% anualmente durante el período 2020-2021.

La propuesta de mix óptimo arroja que la energía solar se presenta como la principal candidata para dominar la matriz energética del país, siempre y cuando se encuentre complementada por sistemas de almacenamiento de energía para maximizar el aprovechamiento de su generación. Por otro lado, el almacenamiento juega un papel importante para brindar seguridad y flexibilidad a la operación del sistema, esto debido a su disponibilidad inmediata y su capacidad de desplazar bloques de energía a los horarios donde más se requieran.

En conclusión, los sistemas de almacenamiento de energía se posicionan como una excelente alternativa para mitigar los problemas que tienen las energías renovables como su variabilidad o períodos de indisponibilidad, mejorando todavía más el potencial de complementariedad entre estas tecnologías. Sin embargo, el potencial del almacenamiento queda condicionado de manera importante por la evolución de sus costos de inversión en el futuro y los niveles de seguridad que se deseen brindar al sistema eléctrico.

*Solo con el corazón se puede ver bien,
lo esencial es invisible a los ojos.*

Antoine de Saint-Exupéry

Agradecimientos

En primera instancia, quiero agradecer enormemente a mi profesor guía Rodrigo Palma por su excelente disposición y cordialidad, por agendar reuniones conmigo en horarios particulares tales como los fin de semana a las 8 de la mañana, además de invitarme a participar en proyectos que se escapaban del alcance de este trabajo de título, pero que me sirvieron en gran medida para enriquecer aún más mis conocimientos y conocer a grandes personas que trabajan en el sector eléctrico, quienes han cambiado mi forma de ver ciertos temas a nivel nacional.

También quiero expresar un agradecimiento muy especial a mi profesor integrante Álvaro Silva, quien me apoyó en gran medida y me dió el impulso que necesitaba para salir adelante en términos de autoestima y buscar ayuda para afrontar la parte de mí que es un poco más tímida y reservada.

Luego, me gustaría agradecer a todos los compañeros con los que pude compartir a lo largo de mi vida universitaria, ya que no hubo ninguno que no hiciera de estos años algo más ameno. Especial mención merecen mis amigas María José Aranda y Rosario Molinari por siempre apoyarme en las ocasiones cuando más lo necesitaba, sobre todo en los dos años que duró la pandemia. Si bien hubo momentos donde tuvimos diferencias o discusiones, estas siempre fueron dentro del marco del respeto y con el fin de que las cosas pudiesen mejorar.

Por último, pero no menos importante, mi más sincero agradecimiento a mi familia, ya que sin su apoyo incondicional jamás habría podido llegar hasta donde me encuentro actualmente, tanto en el ámbito profesional como el personal. A mis padres Carmen Gloria Arias y Boris Levy por sus constantes muestras de amor, su ejemplo de superación y por siempre llenarme de valores positivos.

Tabla de Contenido

1. Introducción	1
1.1. Motivación y contexto	1
1.2. Objetivos	2
1.2.1. General	2
1.2.2. Específicos	2
1.3. Alcances	2
2. Marco teórico y estado del arte	4
2.1. Energías renovables en Chile	4
2.2. Concepto de complementariedad	5
2.2.1. Complementariedad espacial	5
2.2.2. Complementariedad temporal	6
2.2.3. Complementariedad en magnitud	6
2.3. Medición de la complementariedad	7
2.3.1. Correlación de Pearson	7
2.3.2. Índices de complementariedad	7
2.3.2.1. Índice de abastecimiento Solar-Eólico	7
2.4. Sistemas de almacenamiento de energía en baterías	8
2.4.1. Estado de carga	8
2.5. Servicios complementarios y flexibilidad	8
2.5.1. Definiciones de los conceptos	8
2.5.2. Marco normativo	9
2.5.2.1. Decreto Supremo 113	9
2.5.2.2. Norma técnica de servicios complementarios	9
2.5.2.3. Estrategia de flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional	10
2.5.3. Estrategias en centrales renovables	10
2.5.3.1. Centrales solares	11
2.5.3.2. Centrales eólicas	11
2.5.4. Estrategias en BESS	11
3. Propuesta metodológica	12
3.1. Descripción general	12
3.2. Recursos computacionales	13
3.2.1. Python	13
3.2.1.1. Librerías empleadas	13
3.2.2. FICO Xpress Optimization	14
3.3. Preparación preliminar	14

3.3.1.	Preparación de base de datos	14
3.3.2.	Resultados preliminares del año 2021	14
3.4.	Medición de complementariedad	15
3.4.1.	Complementariedad espacial	15
3.4.2.	Complementariedad temporal	15
3.4.3.	Complementariedad en magnitud	15
3.4.4.	Factores de planta	15
3.5.	Incorporación de SSCC	16
3.5.1.	Descripción de modelo para mix óptimo ERNC	16
3.5.2.	Función objetivo	17
3.5.3.	Restricciones lineales	18
3.5.3.1.	Balance de demanda	18
3.5.3.2.	Generación de centrales eólicas y solares	19
3.5.3.3.	Operación de BESS	19
3.5.3.4.	Reservas en el sistema	20
3.5.4.	Costos de tecnologías consideradas	21
3.5.4.1.	Centrales solares y eólicas	22
3.5.4.2.	Tecnologías BESS	23
4.	Resultados	24
4.1.	Geolocalización de centrales	24
4.2.	Generación y demanda en el SEN	25
4.3.	Potencia instalada por tecnología	25
4.4.	Factores de planta	27
4.5.	Curvas de generación y demanda diaria	28
4.6.	Matrices de correlación	31
4.6.1.	Matrices de verano	32
4.6.2.	Matrices de otoño	34
4.6.3.	Matrices de invierno	35
4.6.4.	Matrices de primavera	37
4.6.5.	Observaciones generales	38
4.7.	Índice de abastecimiento Solar-Eólico	39
4.8.	Identificación geográfica de clusters solares y eólicos	42
4.9.	Propuesta de mix óptimo	44
4.9.1.	Incorporación de nuevas centrales ERNC	44
4.9.2.	Incorporación de BESS y nuevas centrales	44
4.9.3.	Competencia de tecnologías BESS	48
4.9.4.	Costos variables nulos	52
4.9.5.	Incorporación de reservas	54
5.	Conclusiones y trabajo futuro	56
	Bibliografía	58

Índice de Tablas

3.1.	Variables para factores de planta.	16
3.2.	Variables para función objetivo.	18
3.3.	Variables para balance de demanda.	19
3.4.	Variables para generación de centrales eólicas y solares FV.	19
3.5.	Variables para estado de carga de la tecnología BESS.	20
3.6.	Variables para estado de carga de la tecnología BESS.	20
3.7.	Variables para reservas en el sistema.	21
3.8.	Costos de inversión y operación por tecnología ERNC.	22
4.1.	Factores de planta anuales por tecnología.	28
4.2.	Evolución del número de <i>clusters</i> identificados.	32
4.3.	Detalle de resultados de ISE período Enero 2020 - Septiembre 2022.	40
4.4.	Resultados de mix óptimo solo considerando nueva potencia ERNC.	44
4.5.	Potencia de expansión de tecnologías ERNC según el escenario de costos considerado.	50
4.6.	Delimitaciones para las zonas del territorio del país.	50
4.7.	Comparación entre ingresos por costos marginales y anualidad de costos.	52

Índice de Ilustraciones

2.1.	Potencia bruta máxima por tipo de tecnología. Fuente: Comisión Nacional de Energía.	5
2.2.	Complementariedad temporal ideal entre dos recursos renovables [4].	6
3.1.	Diagrama de flujo de la metodología.	12
3.2.	Diagrama de flujo de la metodología para propuesta de mix óptimo ERNC.	17
3.3.	Proyección de costos de inversión de tecnologías de generación ERNC11 ¹	22
3.4.	Proyección de costos de inversión de tecnologías de almacenamiento11 ¹	23
4.1.	Evolución de geolocalización de centrales eólicas y solares en los años 2020 y 2021.	24
4.2.	Generación ERNC con resolución diaria período Enero 2020 - Diciembre 2021.	25
4.3.	Potencia instalada para las tecnologías eólica y solar FV (año 2020).	26
4.4.	Potencia instalada para las tecnologías eólica y solar FV (año 2021).	26
4.5.	Factores de planta mensuales SEN por tecnología (año 2020).	27
4.6.	Factores de planta mensuales SEN por tecnología (año 2021).	27
4.7.	Evolución de curvas de generación horarias de centrales solares.	29
4.8.	Evolución de curvas de generación horarias de centrales eólicas.	29
4.9.	Evolución de curvas de generación horarias de centrales solares y eólicas en conjunto.	30
4.10.	Evolución de curvas de demanda del sistema.	31
4.11.	Identificación de cantidad de <i>clusters</i> para la generación solar en cada estación (año 2021). El proceso es análogo para las curvas restantes.	31
4.12.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de verano (año 2020).	33
4.13.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de verano (año 2021).	33
4.14.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de otoño (año 2020).	34
4.15.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de otoño (año 2021).	35
4.16.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de invierno (año 2020).	36
4.17.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de invierno (año 2021).	36
4.18.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de primavera (año 2020).	37
4.19.	Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de primavera (año 2021).	38
4.20.	Índice de abastecimiento solar-eólico (período Enero 2020 - Septiembre 2022).	40

4.21.	Índice de abastecimiento solar-eólico y evolución de potencia instalada ERNC (período Enero 2020 - Septiembre 2022).	41
4.22.	Evolución de <i>clusters</i> de centrales solares durante el período estudiado.	42
4.23.	Evolución de <i>clusters</i> de centrales eólicas durante el período estudiado.	43
4.24.	Capacidad instalada de baterías y costos totales de inversión según la duración del almacenamiento.	45
4.25.	Potencia de expansión de tecnologías ERNC según la duración del almacenamiento.	46
4.26.	Capacidad instalada de baterías y costos totales según la duración del almacenamiento (entre 7 y 13 horas).	47
4.27.	Promedio horario de despacho del sistema durante escenario óptimo de costos.	48
4.28.	Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (caso “previo”).	49
4.29.	Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (caso “en verde”).	49
4.30.	Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (caso “previo”).	51
4.31.	Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (caso “en verde”).	51
4.32.	Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (costos variables nulos).	53
4.33.	Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (costos variables nulos).	54
4.34.	Capacidad instalada de baterías y costos totales según el porcentaje de reservas considerado.	55

Capítulo 1

Introducción

1.1. Motivación y contexto

Chile desde siempre ha tenido un gran potencial para aprovechar los recursos renovables naturales como el sol, el viento y el agua, al punto de ser considerado como el primer país de América y segundo a nivel mundial mejor calificado para invertir en este tipo de tecnologías [1]. Esto ha llevado a Chile a explotar los recursos renovables en beneficio del país, donde uno de sus principales usos es la generación de energía eléctrica.

Diferentes estudios han evidenciado que la complementariedad entre las tecnologías de generación renovables trae beneficios significativos a las redes eléctricas, gracias a que ayuda a mitigar la naturaleza variable que tienen los recursos que utilizan para operar, además de aumentar el desempeño que tendrían las mismas tecnologías si estas operan de manera independiente.

Una de las complementariedades más analizadas es la existente entre el sol y el viento, por un lado, debido a que estos son los recursos renovables que han sido más explotados a lo largo del mundo, y por otro lado, para mitigar la naturaleza intermitente de estos para satisfacer la demanda de energía eléctrica. Sin embargo, una de las falencias más importantes que poseen las centrales que explotan estos recursos es que no poseen la capacidad de regular las magnitudes y las ventanas de tiempo en las que inyectan energía al sistema, ya que están sujetas a la disponibilidad de estos.

Al tener en cuenta el contexto nacional, el almacenamiento de energía está cobrando cada vez más importancia gracias a las bondades que este puede entregar a las redes eléctricas. Esto queda evidenciado con una capacidad actual de 64 MW en baterías y los más de 15.000 MW de potencia instalada perteneciente a centrales renovables híbridas que entrarán en operación en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) en las próximas décadas. En particular, si se tienen en cuenta a los sistemas de almacenamiento dentro de los estudios de complementariedad, su capacidad de arbitraje puede ayudar a mitigar las fluctuaciones ocasionadas por los recursos eólicos y solares, además de aumentar el rendimiento de estas tecnologías.

Por otra parte, la retirada de los generadores sincrónicos operados por las centrales convencionales debido al incremento de la penetración de tecnologías de generación renovables está creando una escasez de servicios auxiliares en los sistemas eléctricos. Estos en Chile se

conocen como servicios complementarios, los cuales son de extrema importancia para poder controlar los desbalances entre la generación y la demanda que pueden ocurrir, además de garantizar la seguridad del suministro eléctrico.

A partir de esta problemática, es que surge la necesidad de revisitar el potencial de complementariedad existente entre las tecnologías de generación renovables en Chile, puesto que si bien esta trae beneficios a la operación y planificación del SEN, es necesario considerar todos los aspectos mencionados anteriormente para que esta política se pueda integrar de manera sinérgica en el SEN, de modo que aspectos importantes como la confiabilidad y la flexibilidad del sistema no se vean comprometidos en el proceso.

1.2. Objetivos

1.2.1. General

El objetivo general del trabajo de título es verificar el potencial de complementariedad existente entre las tecnologías de generación renovables en Chile mediante un análisis estadístico adicional de la operación del Sistema Eléctrico Nacional.

1.2.2. Específicos

Los objetivos específicos del trabajo de título son los siguientes:

- Preparar una base de datos adecuada con información real de la operación del SEN en los años 2020 y 2021, recopilada desde organismos competentes.
- Estudiar distintos tipos de complementariedad entre la generación eólica y solar.
- Establecer la influencia de los servicios complementarios en la complementariedad entre las tecnologías de generación renovables.
- Reunir la evidencia suficiente para verificar el potencial de complementariedad entre las tecnologías de generación renovables.

1.3. Alcances

Los alcances del trabajo de título son los siguientes:

- Utilizar herramientas computacionales como el lenguaje de programación Python para presentar evidencia de la complementariedad entre las tecnologías de generación renovables en Chile.
- Refinar y complementar la propuesta metodológica existente para estudiar el potencial de complementariedad en el SEN.
- Estudiar distintos tipos de complementariedad y realizar un análisis crítico de las estadísticas y resultados obtenidos.
- Identificación de la influencia que tienen los servicios complementarios en el potencial de complementariedad.

- Reafirmar las conclusiones de un estudio previo al disponer de dos años de estadísticas de la operación del SEN.

Capítulo 2

Marco teórico y estado del arte

2.1. Energías renovables en Chile

Debido al gran potencial para la explotación de las energías renovables que tiene Chile, se espera que el crecimiento y desarrollo de las tecnologías de generación renovables en el país alcance niveles históricos. Sin embargo, se requiere de políticas públicas y financiamiento para lograr estas metas, por esta razón se promulgaron y publicaron las leyes 20.257 y 20.698, junto con la impulsión de una fuerte política energética, con el objetivo de favorecer el crecimiento de la matriz energética nacional mediante fuentes de energías renovables no convencionales (ERNC).

En Chile las ERNC se pueden clasificar en dos tipos, las convencionales y las no convencionales. El mayor representante de las energías renovables convencionales son las grandes centrales hidroeléctricas, mientras que en el caso de las tecnologías renovables no convencionales se pueden destacar las centrales fotovoltaicas, eólicas y mini-hidroeléctricas, donde estas últimas corresponden a centrales con una capacidad de hasta 20 MW.

Según datos de la Comisión Nacional de Energía (CNE), la potencia instalada a noviembre de 2022 alcanza los 30.375 MW en el SEN, lo cual representa un 99,34 % de toda la capacidad que posee el país. La forma en que se divide esta potencia entre las principales tecnologías de generación se puede apreciar en la figura 2.1, donde queda en evidencia la gran penetración de energías renovables en Chile, pues la suma de la potencia de las centrales renovables supera ampliamente a la totalidad de la capacidad de las centrales térmicas convencionales.

Actualmente, las energías renovables representan aproximadamente un 50 % de la producción total de energía del SEN a noviembre de 2022, esto liderado por la energía hidroeléctrica seguido por la energía solar y eólica, donde para estas últimas se pusieron en operación más de 2.100 MW de capacidad durante el 2021, lo que significa un aumento de un 40 % en la capacidad instalada total de energías renovables no convencionales en el último año.

Las cifras mencionadas anteriormente han provocado que la inyección de energía gracias a las tecnologías de generación renovables supere con creces los requerimientos impuestos por la ley. Por una parte, esta meta se ha cumplido gracias a las grandes centrales renovables que han entrado en operación durante la pasada década, pero también es importante tener en cuenta a la generación distribuida, la cual ciertamente ha incentivado la participación de

los usuarios en el sector eléctrico de manera más activa.

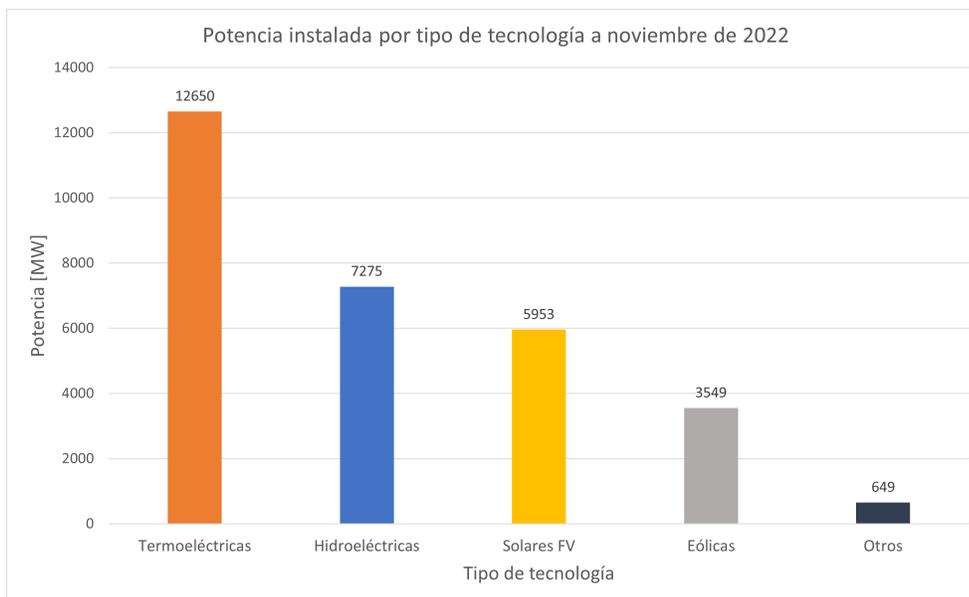


Figura 2.1: Potencia bruta máxima por tipo de tecnología. Fuente: Comisión Nacional de Energía.

2.2. Concepto de complementariedad

La complementariedad según los diccionarios con más reputación del mundo se define como la situación donde dos cosas diferentes pueden mejorar o realzar las características que cada una de estas poseen. Lo anterior se traduce en las tecnologías de generación renovables como la capacidad que estas tienen de funcionar en conjunto al integrarse en un sistema eléctrico, potenciando así sus características positivas y mitigando las negativas.

Algunas de las aplicaciones típicas de la complementariedad en ámbitos energéticos son las siguientes:

- Planificación de la expansión y operación de los sistemas eléctricos.
- Desarrollo de estrategias para afrontar desafíos energéticos.
- Provisión de servicios auxiliares.
- Mejorar la confiabilidad de instalaciones *off-grid*.

Por otro lado, los tipos de complementariedad más relevantes se describen en las secciones a continuación.

2.2.1. Complementariedad espacial

La complementariedad espacial corresponde a la complementariedad energética evaluada entre uno o más recursos renovables que se encuentran ubicados en lugares geográficos diferentes. Lo anterior puede ser interpretado como algún caso donde la escasez de un recurso en

una región puede ser compensada por la disponibilidad de este u otro recurso en otra región, o viceversa [2]. El aprovechamiento adecuado de este tipo de complementariedad puede ayudar a disminuir los costos de inversión de proyectos futuros, además de ayudar a la optimización de los costos de operación de un sistema eléctrico.

2.2.2. Complementariedad temporal

La complementariedad temporal se puede observar entre dos o más recursos renovables y se entiende como el fenómeno donde los recursos renovables exhiben diferentes períodos de disponibilidad a lo largo de cierta ventana temporal [3]. Una de las principales causas por las que se puede apreciar este tipo de complementariedad en los sistemas eléctricos son los cambios estacionales que ocurren a lo largo de cada año, ya que estos afectan en gran medida la disponibilidad de los recursos renovables.

La idea principal de la complementariedad temporal se puede explicar por medio de dos funciones seno las cuales se encuentren desfasadas en 180 grados, como se puede apreciar en la figura 2.2. En este caso particular, se puede discernir como la energía generada por dos recursos renovables varía a lo largo del tiempo, pero que al combinarse se obtiene una salida de energía constante, lo cual corresponde a un ejemplo de complementariedad temporal ideal.

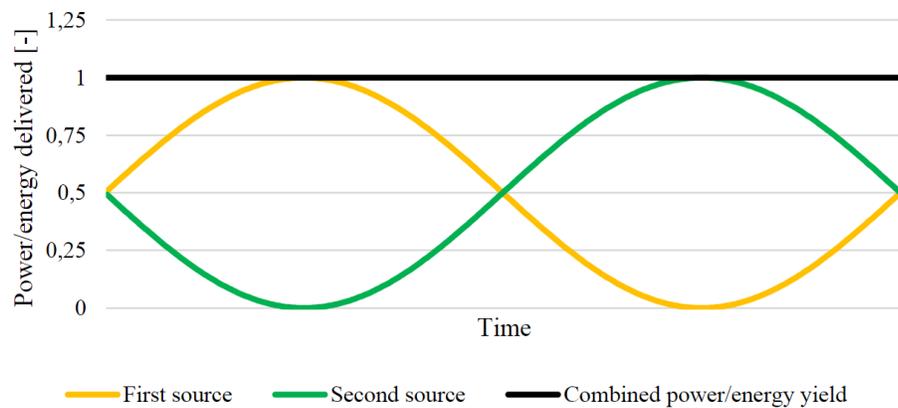


Figura 2.2: Complementariedad temporal ideal entre dos recursos renovables [4].

2.2.3. Complementariedad en magnitud

Este tipo de complementariedad se puede evaluar entre dos o más recursos renovables y permite cuantificar si la magnitud de la energía renovable inyectada al sistema es suficiente para satisfacer a la demanda, y en el caso que estas cantidades sean iguales, se tiene que el sistema es completamente complementario en magnitud. El estudio de este tipo de complementariedad también deja en evidencia los casos donde existe escasez o vertimiento de energía, problemas que son consecuencia del comportamiento tanto de la generación como la demanda [5].

2.3. Medición de la complementariedad

La complementariedad entre las tecnologías de generación renovables se mantiene como algo abstracto y difícil de comprender si no se mide de alguna manera, lo que ha llevado a la literatura a definir distintos métodos para cuantificar este fenómeno.

2.3.1. Correlación de Pearson

La correlación es una forma de medir la asociación monótona entre dos variables. Cuando se tiene un conjunto de datos correlacionados, un cambio en la magnitud de una variable está asociado al cambio en la magnitud de otra variable. Esto puede ocurrir en la misma o diferente dirección, lo cual se asocia con una correlación positiva o negativa respectivamente [6].

Para facilitar la interpretación de lo anterior, el coeficiente de correlación de Pearson es ampliamente utilizado. Este coeficiente es capaz de medir la covarianza entre dos variables de manera adimensional, la cual se mide dentro de un rango entre -1 y 1, donde el valor -1 denota una complementariedad perfecta, el valor 0 que no existe correlación entre las variables, y el valor 1 significa que los recursos considerados exhiben los mismos patrones de generación (sincronismo).

2.3.2. Índices de complementariedad

Los índices son otra forma de medir la complementariedad, que al contrario de la correlación, poseen mayor flexibilidad, ya que estos permiten resumir un gran número de características en un solo valor. Esto le ha permitido a los autores que estudian la complementariedad crear sus propios índices para cuantificar los aspectos que consideran pertinentes [3]. A continuación se definen algunas variables necesarias para el cálculo del indicador que se presenta más adelante en esta sección.

La potencia total entregada por las tecnologías de generación renovables en un instante de tiempo t se puede expresar como:

$$P_{total}(t) = P_{sol}(t) + P_{eol}(t) \quad (2.1)$$

Donde P_{total} corresponde a la potencia total entregada, mientras que P_{sol} y P_{eol} son las potencias entregadas por las tecnologías solar, eólica respectivamente.

2.3.2.1. Índice de abastecimiento Solar-Eólico

El índice de abastecimiento Solar-Eólico (ISE) es utilizado para cuantificar la complementariedad en magnitud de un sistema eléctrico, la cual puede ser descrita por la ecuación 2.2 [5].

$$ISE = 100 - \sum_{t=1}^T \frac{|D(t) - P_{sol}(t) - P_{eol}(t)|}{D(t)} \cdot 100 \quad [\%] \quad (2.2)$$

Donde D corresponde a la demanda del sistema y T es el horizonte de tiempo utilizado en el estudio, el cual puede ser horario, diario o mensual. Para mayores valores del ISE, mayor es la proporción de demanda que es abastecida por las tecnologías solares y eólicas, por lo que la complementariedad en magnitud es mayor.

2.4. Sistemas de almacenamiento de energía en baterías

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS), a pesar de ser uno de los más antiguos que todavía se encuentran en operación, siguen siendo de los más rentables disponibles en el mercado [7]. La carga de las baterías se basa en una reacción química interna generada por un voltaje aplicado en bornes, y la descarga cuando dicha reacción interna es invertida.

Estos equipos de almacenamiento electroquímicos ofrecen flexibilidad en capacidad, horario y respuesta rápida que son requeridas para poder satisfacer la demanda en un rango mucho más amplio de tiempo que el resto de las tecnologías renovables permiten al operar de manera independiente. Existe una larga historia de integrar BESS a las redes eléctricas y, aunque aún conformen un porcentaje muy pequeño de los sistemas de almacenamiento de la red, han visto un gran crecimiento debido a su versatilidad, alta densidad energética y eficiencia.

Los BESS pueden ser utilizados para brindar diferentes beneficios a las redes eléctricas [8], tales como:

- Igualar la generación a la demanda máxima alcanzada día a día.
- Seguimiento de la demanda para optimizar el uso de la generación.
- Mejorar la estabilidad de la red, calidad de potencia y balances energéticos.
- Reducir la intermitencia de las tecnologías renovables.

2.4.1. Estado de carga

El estado de carga (SoC) se define como la energía almacenada dentro de una batería, pero expresada como un porcentaje de su capacidad nominal y que aún está disponible para ser utilizada. Este indicador depende de muchas magnitudes, tales como: temperatura, tasas de carga y descarga, tiempo de uso, etc. Este parámetro es de suma importancia en aplicaciones donde las baterías se encuentran sometidas permanentemente a situaciones de carga y/o descarga, como puede ser el caso de los vehículos eléctricos o las micro-redes [9].

2.5. Servicios complementarios y flexibilidad

2.5.1. Definiciones de los conceptos

Según lo dispuesto por la Ley General de Servicios Eléctricos (LGSE), los Servicios Complementarios (SSCC) corresponden a los recursos técnicos presentes en las instalaciones de generación, transmisión, distribución y de clientes no sometidos a regulación de precios con que deberá contar cada sistema eléctrico para la coordinación de la operación en términos como seguridad y economía. Son los SSCC aquellas prestaciones que permiten efectuar, a lo menos, un adecuado control de frecuencia, control de tensión y plan de recuperación de servicio, tanto en condiciones normales de operación como ante contingencias.

En Chile la prestación de SSCC se encuentra inmersa en un mercado competitivo, por lo que el operador del sistema eléctrico, en este caso el Coordinador Eléctrico Nacional (CEN), utiliza el mercado de estos servicios para obtener los recursos necesarios para la operación del SEN a precios de mercado.

Por otro lado, la flexibilidad es un concepto que está cobrando cada vez más importancia dentro de los sistemas eléctricos, sobre todo por la alta penetración de energías renovables que tienen los mismos. La flexibilidad se puede definir como la capacidad que tienen las redes eléctricas de resistir y adaptarse a múltiples situaciones que perturban su funcionamiento normal, tales como la variabilidad e incertidumbre de la generación y la demanda, esto de manera segura, económica y en diferentes escalas de tiempo.

2.5.2. Marco normativo

En esta sección se presentan las normativas vigentes (leyes, normas técnicas) relativa a la prestación de servicios complementarios y la flexibilidad del SEN.

2.5.2.1. Decreto Supremo 113

El decreto supremo DS-113, “*Aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72º-7 de la LGSE*” [10]. Este decreto contiene seis títulos que abordan los siguientes temas:

- Disposiciones generales. Se sientan las bases mínimas para la prestación de SSCC y se definen los conceptos para comprender las disposiciones establecidas en el reglamento.
- Se establece la capacidad de inyección de potencia activa, la capacidad de inyección o absorción de potencia reactiva de unidades generadoras o equipos, y la potencia conectada de usuarios finales o sistemas de almacenamiento como los recursos técnicos que contribuyen a la operación del sistema.
- Aborda las especificaciones y etapas de los estudios de costos, junto con la determinación de las remuneraciones por la prestación de los recursos técnicos para la operación del sistema eléctrico.
- También se plantea que solo podrán participar en la prestación de SSCC las instalaciones verificadas que cumplan con las exigencias mínimas. Del mismo modo, estas instalaciones deben cumplir con los estándares de desempeño y disponibilidad que exige el CEN.
- Disposiciones transitorias.

2.5.2.2. Norma técnica de servicios complementarios

Este importante documento elaborado por la CNE rige la prestación de SSCC en el país y establece las exigencias mínimas que deben cumplir las instalaciones que se encuentran interconectadas al SEN [11]. Esta norma profundiza el contenido del decreto 113, también conocido como el reglamento de SSCC, y posee seis capítulos que abordan los siguientes temas:

- Disposiciones generales de los SSCC. Establece las funciones, atribuciones y obligaciones que deben cumplir tanto el CEN como los operadores de los recursos técnicos y/o instalaciones para la prestación de SSCC.

- Se establecen los procedimientos, metodologías y criterios relacionados con la determinación de los recursos técnicos de SSCC, su prestación y su remuneración. Dentro de estos se incluye la elaboración de un informe de SSCC para determinar los requerimientos de SSCC junto con sus mecanismos de materialización.
- Diseño y efectucción por parte del CEN de las subastas y/o licitaciones para la adjudicación de la prestación de los SSCC, junto con la revisión y aprobación de los estudios de costos presentados para la correcta remuneración de los SSCC.
- Proceso de verificación de instalaciones para la prestación de SSCC, el cual consiste en la realización de pruebas y revisión de documentación pertinente, tanto para instalaciones nuevas como existentes.
- Verificación permanentemente del desempeño y la disponibilidad de las instalaciones que presten SSCC por parte del CEN, esto mediante el cálculo de diferentes factores e índices.
- Disposiciones transitorias.

2.5.2.3. Estrategia de flexibilidad para el Sistema Eléctrico Nacional

Esta estrategia fue desarrollada con el objetivo de definir un plan de acción para disponer de señales de mercado y procesos para garantizar la flexibilidad requerida por el SEN, de modo que este se pueda desarrollar de manera eficiente, segura y sostenible [12]. Si bien la estrategia no corresponde a una normativa como tal, para llevar a cabo todas sus propuestas es necesario perfeccionar una serie de reglamentos y normas técnicas existentes. Los cambios por realizar se rigen por tres ejes principales:

- Diseño de mercado para el desarrollo de un sistema flexible. El objetivo de esta medida es asegurar que en el largo plazo el sistema eléctrico pueda responder a perturbaciones de manera segura, aumentar los incentivos para inversiones en instalaciones flexibles y que también mejore el desempeño del mercado de SSCC.
- Marco regulatorio para sistemas de almacenamiento y nuevas tecnologías flexibles. El objetivo de esta medida es perfeccionar el tratamiento de los sistemas de almacenamiento, tanto en su operación como su participación en mercados competitivos y otorgar permisos para la realización de proyectos piloto.
- Operación flexible del sistema. El objetivo de esta medida es mejorar las señales de costos y la operación del sistema en el corto y mediano plazo para optimizar los recursos y requerimientos de flexibilidad de este.

2.5.3. Estrategias en centrales renovables

Los servicios complementarios tradicionalmente han sido proporcionados por las centrales convencionales como las hidroeléctricas o térmicas que se encuentran inyectando energía al sistema pero que poseen capacidad adicional disponible. Con la integración de nuevas centrales que explotan los recursos renovables, la cantidad de centrales tradicionales que proporcionan servicios complementarios al sistema está disminuyendo.

Por consiguiente, uno de los principales desafíos de las tecnologías de generación renovables es como estas pueden intervenir en la prestación de SSCC en los sistemas con cada vez mayores niveles de penetración de energías renovables, esto con el objetivo de brindar los niveles de seguridad y flexibilidad requeridos en el sistema. En las siguientes secciones se describen algunas estrategias adoptadas por las centrales solares y eólicas para este fin.

2.5.3.1. Centrales solares

Respecto a este tipo de centrales, la experiencia internacional ha demostrado que las centrales fotovoltaicas pueden participar en la provisión de SSCC si estas ajustan de manera adecuada sus mecanismos de control luego de haber aprobado una serie de pruebas técnicas. Esto se ve reflejado en la capacidad que tienen estas centrales para ajustar las cantidades de potencia activa y reactiva que inyectan al sistema mediante la operación coordinada de sus sistemas de control, permitiéndoles así participar en el control de frecuencia y voltaje de las redes eléctricas [13].

2.5.3.2. Centrales eólicas

Las centrales eólicas tienen la capacidad de proveer SSCC si logran controlar la cantidad de energía que inyectan al sistema eléctrico. Los aerogeneradores modernos pueden lograr esto gracias al ajuste de las palas de las turbinas, rotándolas para aprovechar solo una fracción del viento disponible, acción que se conoce comúnmente como *pitch control* [14].

Los aerogeneradores se encuentran conectados a las redes eléctricas mediante convertidores de potencia, los cuales pueden replicar el comportamiento de los generadores sincrónicos convencionales empleando variados algoritmos de control. Lo anterior implica que las centrales eólicas pueden participar del control primario y secundario de frecuencia de los sistemas eléctricos, además de robustecer sus respuestas inerciales.

2.5.4. Estrategias en BESS

Aun cuando la integración de las tecnologías BESS en los sistemas eléctricos ha crecido rápidamente en los últimos años, son solo algunas aplicaciones de estos que tienen un valor real dentro del mercado eléctrico. Una de estas aplicaciones es la prestación de SSCC, la cual trae mayores beneficios en el corto plazo en comparación a otras de sus aplicaciones, como puede ser el arbitraje de energía [15].

Unas de las prestaciones clave que pueden brindar las tecnologías BESS corresponden a la provisión de reservas en giro y regulación de tensión. Las posibilidades que tienen estas tecnologías se pueden expandir todavía más al integrarlas en centrales existentes, formando así centrales híbridas que pueden brindar mayor flexibilidad a la operación de los sistemas eléctricos.

Por otro lado, esta tecnología tiene la ventaja de poder integrarse fácilmente en sistemas con generación distribuida, e incluso puede mejorar la generación de las centrales renovables mediante el arbitraje de energía y control de rampas, donde una de estas aplicaciones puede tener más impacto que la otra dependiendo del sistema eléctrico en la cual se encuentre integrada esta tecnología.

Capítulo 3

Propuesta metodológica

3.1. Descripción general

En este capítulo se describe la metodología adoptada para el desarrollo de este trabajo de título. En la figura 3.1 se presenta el diagrama de flujo a modo de resumen de la propuesta, donde la base de datos se encuentra compuesta por cuatro parámetros enumerados que contienen información sobre la operación del SEN. En cuanto a los cuadros de color celeste, estos representan a los principales resultados del trabajo, los cuales tienen asociados los números de los parámetros de la base de datos utilizados para su obtención.

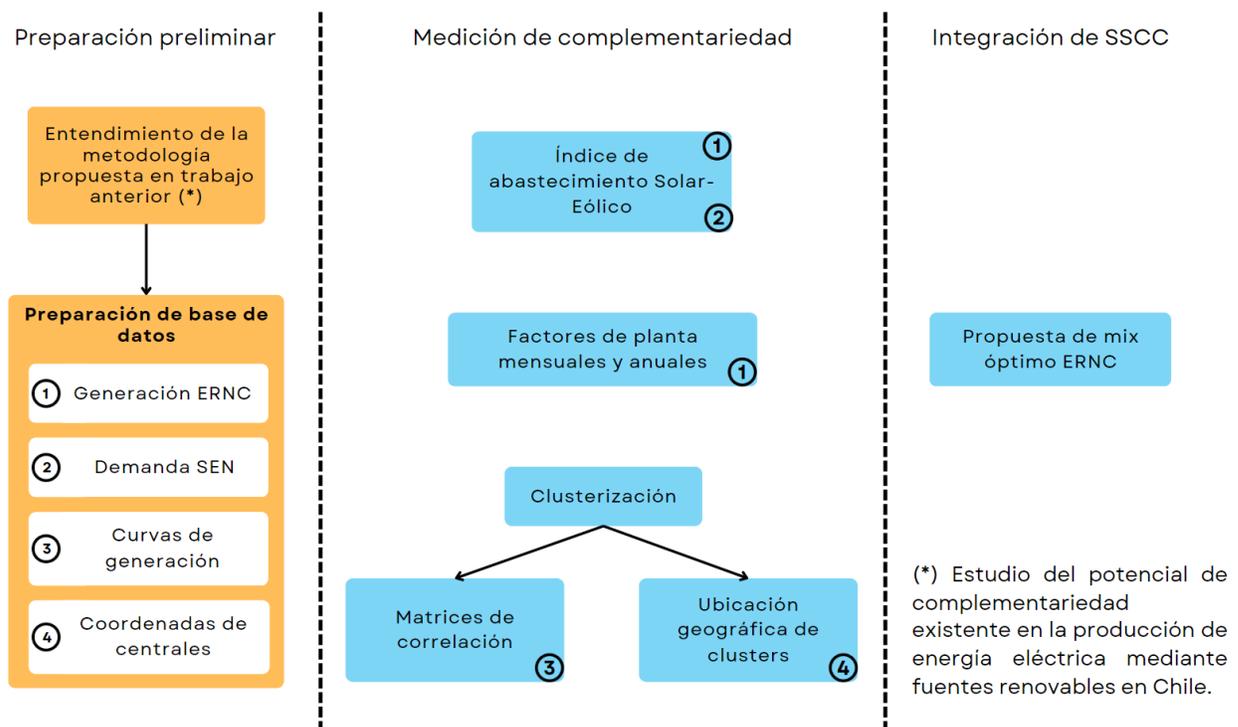


Figura 3.1: Diagrama de flujo de la metodología.

Esta propuesta corresponde a la realización de un estudio retroactivo basado en la metodología propuesta por Matías Osses en su trabajo de título para estudiar la complementariedad existente en el SEN durante el año 2020 [16]. El estudio se compone por tres etapas; una de preparación preliminar donde se realiza un entendimiento de la metodología propuesta en el

trabajo anterior y se preparan todos los antecedentes necesarios para el estudio; una etapa de medición de complementariedad, donde con los diferentes resultados obtenidos se evalúan tres diferentes tipos de complementariedad; y una etapa final donde se realiza la integración de los SSCC mediante una propuesta de mix óptimo ERNC para el SEN.

Al ser retroactivo este estudio, no tan solo se obtienen resultados acerca del año 2021, sino que todos los nuevos factores se incorporan al trabajo previo del año 2020, con el fin de reafirmar las conclusiones que se obtuvieron previamente. Esta metodología permite obtener un análisis estadístico de dos años cronológicos completos de la operación del SEN, lo que lleva a revisar la variabilidad y evolución interanual de los resultados.

3.2. Recursos computacionales

Durante el desarrollo de este trabajo de título fue indispensable la aplicación de recursos computacionales para la obtención de la gran mayoría de los resultados, esto debido al gran volumen de datos que se manejan al considerar información de dos años de operación del SEN. En las siguientes secciones se describen los recursos utilizados y cuáles fueron sus utilidades para el trabajo de título.

3.2.1. Python

Python corresponde a un lenguaje de programación de alto nivel que es ampliamente utilizado gracias a su simpleza y facilidad de lectura. Las posibilidades de Python pueden ser expandidas mediante la importación de librerías, las cuales pueden llevar a niveles manejables algunas tareas más complejas.

3.2.1.1. Librerías empleadas

En esta sección se listan las librerías de Python utilizadas, junto con una breve descripción de su utilidad durante el desarrollo del trabajo de título.

- **Numpy:** Esta librería permite el acceso a múltiples funciones matemáticas de alto nivel para el procesamiento de los datos, junto a diferentes formas para organizarlos como matrices o arreglos (*arrays*).
- **Pandas:** Esta librería se utiliza principalmente para la importación inicial de los datos para manejarlos en estructuras conocidas como *DataFrames*, los cuales básicamente funcionan como una matriz, pero con información adicional asociada a cada fila y columna.
- **Matplotlib:** Esta librería permite visualizar de manera más amigable e intuitiva los resultados obtenidos mediante el uso de gráficos de curvas y de barras.
- **Geopandas:** Esta librería se utiliza para generar mapas simplificados de Chile para tener una mejor representación de los resultados que se encuentran georreferenciados a distintas ubicaciones del país.
- **Sklearn:** Corresponde a una librería con aplicaciones de *Machine Learning*, cuyo propósito en este trabajo de título es aplicar la clusterización del tipo *k-means*.
- **Kneed:** Esta librería se utiliza como un complemento para la anterior, ya que permite la implementación del método del codo para encontrar el número óptimo de *clusters* de todo el conjunto de datos.

3.2.2. FICO Xpress Optimization

El *software* FICO Xpress Optimization está diseñado para resolver grandes problemas de optimización en períodos de tiempo razonables gracias a la utilización de algoritmos y aplicaciones de alto rendimiento. Este *software* fue utilizado para resolver el problema de optimización planteado para la propuesta de mix óptimo ERNC. Sin embargo, FICO Xpress presenta limitaciones si no se encuentra activado por una licencia. Debido a lo anterior, para el desarrollo del trabajo de título se utilizó la licencia remota que ofrece la universidad, mediante el uso de su servicio de conexión VPN.

3.3. Preparación preliminar

3.3.1. Preparación de base de datos

Como primer objetivo del estudio se debe elaborar una base de datos con información real de la operación del SEN durante los años 2020 y 2021. La información específica que forma parte de esta base de datos está compuesta por los siguientes antecedentes:

- Potencia instalada de cada una de las centrales generadoras que se encuentren en operación en el SEN, con una resolución mensual.
- Energía generada por cada una de las centrales, con una resolución horaria.
- Coordenadas geográficas de cada una de las centrales, esto en el sistema de grados decimales (latitud y longitud).
- Demanda real del sistema, con una resolución horaria.

Toda esta información es de dominio público y puede ser consultada en las páginas web de autoridades competentes del sector eléctrico, como la CNE y el CEN. Sin embargo, la recaudación de estos datos no es suficiente para extraer los resultados de interés, estos deben ser procesados previamente con el objeto de que los resultados representen de la mejor forma posible la realidad del SEN, lo cual se pudo concretar gracias a la metodología propuesta por Matías Osses en su trabajo de título [16].

3.3.2. Resultados preliminares del año 2021

En vista de todos los nuevos factores que se incorporan al estudio, se debe comprender el funcionamiento del código fuente empleado para obtener los resultados del 2020. Para ello, se utiliza la base de datos actualizada con la información de operación del SEN del año 2021 para renovar los resultados, y así familiarizarse con el código fuente para realizar las modificaciones correspondientes para que este responda a las nuevas necesidades que se le solicitan.

Con esto, también se pueden apreciar las primeras variaciones entre los resultados existentes del año 2020 y los nuevos obtenidos para el año 2021, lo que ayuda a definir las primeras directrices para enfocar el análisis de los resultados que se van obteniendo durante el desarrollo del estudio.

3.4. Medición de complementariedad

3.4.1. Complementariedad espacial

Para estudiar este tipo de complementariedad se utiliza la información sobre la ubicación geográfica de cada una de las centrales consideradas. Como el número de centrales que se encuentran dispersas a lo largo de todo el SEN es considerablemente alto, estas se reúnen en grupos (*clusters*) separados por cada tecnología, lo que permitirá visualizar en que lugares del país se encuentran concentradas las centrales según sus patrones de generación.

3.4.2. Complementariedad temporal

La complementariedad temporal se puede evaluar con el cálculo del coeficiente de correlación de Pearson para las cuatro estaciones del año, aunque para ello es importante seleccionar entre cuales variables se calcula este coeficiente. Estas variables corresponden a las curvas características de la generación y la demanda resultantes del proceso de clusterización, por lo tanto, las curvas que serán seleccionadas para este estudio son las siguientes:

- Curvas solares.
- Curvas conjuntas solares y eólicas.
- Curvas eólicas.
- Curvas de la demanda del sistema.

3.4.3. Complementariedad en magnitud

Para la cuantificación de este tipo de complementariedad se utiliza el indicador propuesto denominado ISE, el cual permite visualizar de manera gráfica el porcentaje de demanda del sistema que son capaces de abastecer las centrales solares y eólicas en conjunto. Para calcular este indicador se debe seguir el siguiente procedimiento:

1. Separar a las centrales renovables desde la base de datos y obtener su energía generada durante el período en estudio.
2. Sumar la energía generada por cada central según los horizontes temporales considerados (horario, diario y mensual).
3. Considerar la demanda del sistema en los mismos horizontes temporales.
4. Calcular el índice mediante la ecuación 2.2.

3.4.4. Factores de planta

El factor de planta permite determinar el rendimiento de una central dentro de cierto período de tiempo, donde este se calcula como la razón entre la energía generada y la máxima energía posible que se pudo haber generado durante el mismo período si la central hubiese operado a su máxima capacidad todo el tiempo. La expresión utilizada para calcular los factores de planta mensuales se presenta en la ecuación 3.1, mientras que las variables se describen en la tabla 3.1.

$$fp_{m,i} = \frac{E_{m,i}}{h_m \cdot P_{m,i}} \quad (3.1)$$

Tabla 3.1: Variables para factores de planta.

Variable	Descripción
$fp_{m,i}$	Factor de planta mensual de la tecnología ERNC i .
$E_{m,i}$	Energía mensual generada por la tecnología ERNC i .
h_m	Número de horas de los meses del año.
$fp_{a,i}$	Factor de planta anual de la tecnología ERNC i .

Una particularidad asociada al cálculo de los factores de planta es el valor utilizado para la potencia instalada de cada tecnología, ya que no se utiliza el valor reportado por la CNE, sino que este se calcula para cada mes siguiendo otra metodología.

Esta metodología propone que para calcular la potencia instalada para algún mes en concreto, primero se identifica la energía máxima inyectada por cada central en el período que contempla desde enero hasta el mes considerado. Luego, todos estos valores se suman para obtener la potencia instalada hasta dicho mes, esto con el objetivo que los resultados sean fidedignos a la operación del SEN y que también se vean reflejados los efectos producidos por las centrales que van entrando en operación a lo largo de cada año.

Por otro lado, también se calculan los factores de planta anuales de las tecnologías ERNC en función de los factores de planta mensuales obtenidos. Sin embargo, estos no se calculan mediante un promedio simple de los factores mensuales, sino que se plantea la ecuación 3.2, donde la expresión final queda también en función de la energía generada mensualmente por cada tecnología.

$$fp_{a,i} = \frac{\sum_m (fp_{m,i} \cdot E_{m,i})}{\sum_m E_{m,i}} \quad (3.2)$$

3.5. Incorporación de SSCC

3.5.1. Descripción de modelo para mix óptimo ERNC

Esta etapa se realiza una vez finalizadas las etapas presentadas en las secciones anteriores ya que la influencia que tienen los SSCC es algo que se debe evaluar a nivel sistémico, y tampoco no se puede desconocer el potencial que tiene la tecnología BESS de aportar en este aspecto, por lo que es necesario que se encuentre incorporada al estudio antes de continuar con el desarrollo de esta etapa.

En esta etapa se planea estudiar la complementariedad entre los recursos renovables considerados en diferentes escalas de tiempo para la coordinación de la provisión de SSCC, al mismo tiempo que se respetan las restricciones impuestas por la ley y así evaluar la flexibilidad que se le puede entregar al SEN. En la figura 3.2 se presenta un diagrama de bloques con la metodología asociada al modelo de optimización para la propuesta de mix óptimo ERNC.

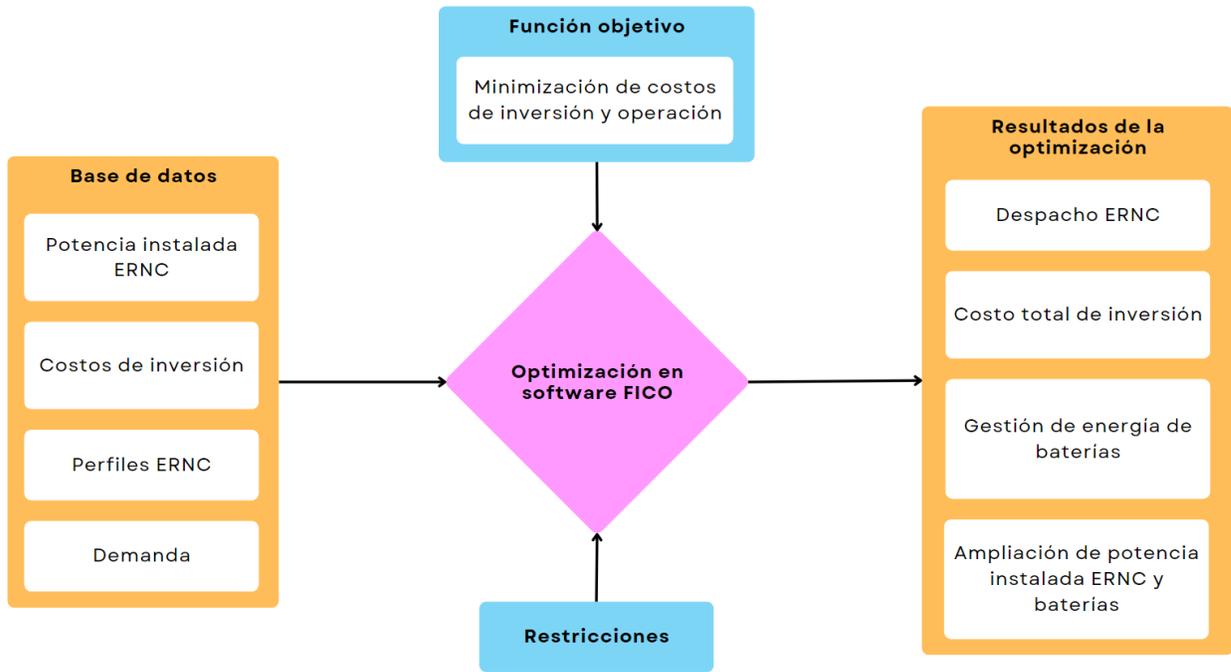


Figura 3.2: Diagrama de flujo de la metodología para propuesta de mix óptimo ERNC.

Este modelo efectúa la planificación de la potencia instalada ERNC y de tecnologías BESS en el Sistema Eléctrico Nacional, considerando un escenario donde la matriz de generación del sistema está compuesta en un 100% por energías renovables, donde los únicos recursos presentes en el sistema corresponderían a las energías solar y eólica.

La base de datos de entrada del modelo es construida con información real de la operación del SEN durante los años 2020 y 2021, la cual se maneja con una resolución horaria para emplear la máxima cantidad de datos posibles y también mantener el formato utilizado por el CEN. Los resultados del modelo abarcan principalmente los costos totales de inversión y operación, la ampliación de potencia instalada de las diferentes tecnologías consideradas, además de datos relevantes sobre la operación del sistema como el despacho de las centrales ERNC y la gestión de energía de las tecnologías BESS consideradas.

3.5.2. Función objetivo

La finalidad principal del modelo es la minimización de la función objetivo, la cual consiste en la suma de los costos totales de inversión y operación del sistema durante el período estudiado. Es importante mencionar que en las ecuaciones planteadas en esta sección y en las siguientes, se tiene que los parámetros del modelo (datos de entrada) se encuentran escritos en letra normal, mientras que las variables (incógnitas y resultados del modelo) están escritas en letra cursiva.

La expresión general de la función objetivo se puede integrar al modelo mediante la ecuación 3.3, mientras que el detalle de los costos de inversión y operación se pueden apreciar en las ecuaciones 3.4 y 3.5 respectivamente.

$$\min (C_{inv} + C_{op}) \quad (3.3)$$

$$C_{inv} = a_{eol} \cdot P_{eol}^{nueva} + a_{sol} \cdot P_{sol}^{nueva} + \sum_i a_{BESS,i} \cdot P_{BESS,i} \quad (3.4)$$

$$C_{op} = \sum_t (b_{eol} \cdot G_{eol}(t) + b_{sol} \cdot G_{sol}(t)) \quad (3.5)$$

Las variables asociadas a las ecuaciones anteriores se describen en la tabla 3.2.

Tabla 3.2: Variables para función objetivo.

Variable	Descripción
C_{inv}	Costos totales de inversión del sistema.
C_{op}	Costos totales de operación del sistema.
a_j	Costos de inversión de la tecnología ERNC j .
P_j^{nueva}	Potencia de expansión de la tecnología ERNC j .
$a_{BESS,i}$	Costos de inversión para la tecnología BESS i .
$P_{BESS,i}$	Capacidad de la tecnología BESS i .
b_j	Costos variables no combustible para la tecnología ERNC j .
G_j	Potencia despachada por la tecnología ERNC j , en la hora t .

Esta función objetivo se encuentra complementada por un conjunto de restricciones lineales para asegurar que el modelo se pueda asemejar de manera razonable a la operación real del SEN. El conjunto de restricciones se explica con más detalles en las siguientes secciones.

3.5.3. Restricciones lineales

3.5.3.1. Balance de demanda

Una de las principales restricciones del modelo corresponde al balance entre la generación del sistema y su respectiva demanda, la cual se cumple para cada hora dentro del período estudiado, donde tanto la generación como la demanda se encuentran concentradas en un solo punto (modelación uninodal). Este balance busca lograr que las centrales eólicas y solares por sí solas puedan abastecer la totalidad de la demanda del sistema, esto con el apoyo de la tecnología BESS para poder maximizar el aprovechamiento de los recursos renovables. La ecuación que modela esta restricción es la siguiente, donde las variables se encuentran descritas en la tabla 3.3.

$$G_{sol}(t) + G_{eol}(t) + \sum_i (G_{BESS,i}^D(t) - G_{BESS,i}^C(t)) = D(t) \quad (3.6)$$

Tabla 3.3: Variables para balance de demanda.

Variable	Descripción
$G_j(t)$	Potencia despachada por la tecnología ERNC j , en la hora t .
$G_{BESS,i}^D(t)$	Potencia de descarga por la tecnología BESS i , en la hora t .
$G_{BESS,i}^C(t)$	Potencia de carga por la tecnología BESS i , en la hora t .
$D(t)$	Demanda del sistema en la hora t .

3.5.3.2. Generación de centrales eólicas y solares

La generación de las centrales eólicas y solares está limitada no solo por la potencia instalada de cada tecnología, sino también por el perfil de cada uno de estos recursos. Los perfiles de generación se obtienen gracias a los datos de operación del sistema eléctrico entregados por el CEN, donde para recuperar la generación máxima que pueden contribuir esas centrales, se multiplica el perfil por la potencia instalada perteneciente a cada tecnología. Lo mencionado anteriormente queda representado para las centrales eólicas y solares en las ecuaciones 3.7 y 3.8 respectivamente.

$$G_{eol}(t) \leq (P_{eol}^{actual} + P_{eol}^{nueva}) \cdot \text{Perfil}_{eol}(t) \quad (3.7)$$

$$G_{sol}(t) \leq (P_{sol}^{actual} + P_{sol}^{nueva}) \cdot \text{Perfil}_{sol}(t) \quad (3.8)$$

Las variables asociadas a las ecuaciones anteriores se describen en la tabla 3.4.

Tabla 3.4: Variables para generación de centrales eólicas y solares FV.

Variable	Descripción
$G_j(t)$	Potencia despachada por la tecnología ERNC j , en la hora t .
P_j^{actual}	Potencia máxima despachable por la tecnología ERNC j actualmente.
P_j^{nueva}	Potencia de expansión para la tecnología ERNC j .
$\text{Perfil}_j(t)$	Perfil de generación de la tecnología ERNC j , en la hora t .

3.5.3.3. Operación de BESS

Carga y descarga de BESS

La principal función de las tecnologías BESS es brindar flexibilidad al sistema gracias a su capacidad de desplazar bloques de energía mediante la carga y descarga. En términos de la modelación, la carga de las baterías se puede representar como un consumo adicional, mientras que la descarga se puede representar como una central más que se encuentra inyectando energía al sistema. Estas acciones impactan el balance de demanda del sistema, por lo tanto, las variables asociadas a la carga y descarga de las baterías se ven reflejadas en la ecuación 3.6 y la tabla 3.3.

Estado de carga de BESS

El estado de carga de las tecnologías BESS es sinónimo de la energía que tienen almacenada en cierto instante de tiempo, las cuales deben ser capaces de retirar o inyectar energía acorde

a los requerimientos del sistema. Lo anterior se modela utilizando la ecuación 3.9, donde las variables se encuentran descritas en la tabla 3.5. Esta expresión impone que el estado de carga en cada hora tenga una dependencia temporal con el estado de carga de la hora anterior, donde las variables que son capaces de modificar su valor son los niveles de carga y descarga de las baterías, junto con la eficiencia de estos procesos.

$$E_{BESS,i}(t) = E_{BESS,i}(t-1) - \frac{G_{BESS,i}^D(t)}{\eta} + G_{BESS,i}^C(t) \cdot \eta \quad (3.9)$$

Tabla 3.5: Variables para estado de carga de la tecnología BESS.

Variable	Descripción
$E_{BESS,i}(t)$	Energía almacenada por la tecnología BESS i , en la hora t .
$G_{BESS,i}^D(t)$	Potencia de descarga de BESS en la hora t .
η	Eficiencia de operación de la tecnología BESS.
$G_{BESS,i}^C(t)$	Potencia de carga de BESS en la hora t .

Respecto al estado de carga inicial de las baterías, se considera que éstas comienzan a operar con la mitad de su capacidad de almacenamiento máxima, lo que queda representado en la ecuación 3.10. Por otro lado, los valores de potencia y energía con las que operan las baterías en cada hora deben estar limitados por las características de las tecnologías consideradas, lo cual queda modelado al incorporar las ecuaciones 3.11 a 3.13.

$$E_{BESS,i}(1) = \frac{h_i}{2} \cdot P_{BESS,i} \quad (3.10)$$

$$E_{BESS,i}(t) \leq h_i \cdot P_{BESS,i} \quad \forall t > 1 \quad (3.11)$$

$$G_{BESS,i}^D(t) \leq P_{BESS,i} \quad (3.12)$$

$$G_{BESS,i}^C(t) \leq P_{BESS,i} \quad (3.13)$$

Las variables asociadas a las ecuaciones anteriores se describen en la tabla 3.6.

Tabla 3.6: Variables para estado de carga de la tecnología BESS.

Variable	Descripción
$E_{BESS,i}(t)$	Energía almacenada por la tecnología BESS i , en la hora t .
h_i	Duración en horas del almacenamiento de la tecnología BESS i .
$P_{BESS,i}$	Capacidad de la tecnología BESS i .
$G_{BESS,i}^D(t)$	Potencia de descarga de la tecnología BESS i , en la hora t .
$G_{BESS,i}^C(t)$	Potencia de carga de la tecnología BESS i , en la hora t .

3.5.3.4. Reservas en el sistema

Las reservas en los sistemas eléctricos son necesarias para cubrir las indisponibilidades que pueden sufrir los generadores debido a contingencias o mantenimientos programados y

también para mitigar las fluctuaciones y rampas que introducen las energías renovables. Un ejemplo de esto sería la energía solar, donde los aportes de generación de éstas se integran rápidamente al sistema durante la mañana mientras que durante la tarde estos se reducen drásticamente.

Por las razones mencionadas anteriormente, los sistemas eléctricos deben contar con reservas de generación para garantizar aspectos importantes como la confiabilidad y seguridad. El sistema no solo debe ser capaz de abastecer la totalidad de la demanda, sino que también debe contar con una potencia de reserva equivalente a un porcentaje de la demanda que haya en cada hora.

La cantidad de reserva disponible durante cada hora se calcula como la diferencia entre la potencia máxima que todas las tecnologías pueden aportar al sistema y el despacho de las mismas tecnologías. La ecuación que determina la cantidad de reservas en el sistema se presenta en la ecuación 3.14, donde las variables se describen en la tabla 3.7.

$$\begin{aligned} & (P_{sol}^{actual} + P_{sol}^{nueva}) \cdot \text{Perfil}_{sol}(t) + (P_{eol}^{actual} + P_{eol}^{nueva}) \cdot \text{Perfil}_{eol}(t) \\ & + \sum_i (P_{BESS,i} - G_{sol}(t) - G_{eol}(t) - \sum_i (G_{BESS,i}^D(t) - G_{BESS,i}^C(t))) \geq k \cdot D(t) \end{aligned} \quad (3.14)$$

Tabla 3.7: Variables para reservas en el sistema.

Variable	Descripción
P_j^{actual}	Potencia máxima despachable por la tecnología ERNC j actualmente.
P_j^{nueva}	Potencia de expansión para la tecnología ERNC j .
$\text{Perfil}_j(t)$	Perfil de generación de la tecnología ERNC j , en la hora t .
$P_{BESS,i}$	Capacidad de la tecnología BESS i .
$G_j(t)$	Potencia despachada por la tecnología ERNC j , en la hora t .
$G_{BESS,i}^D(t)$	Potencia de descarga de la tecnología BESS i , en la hora t .
$G_{BESS,i}^C(t)$	Potencia de carga de la tecnología BESS i , en la hora t .
k	Parámetro para determinar el porcentaje de reservas.
$D(t)$	Demanda del sistema en la hora t .

3.5.4. Costos de tecnologías consideradas

Uno de los parámetros clave para el modelo son los costos de inversión de las diferentes tecnologías consideradas para la planificación del sistema, puesto que estos condicionan en gran medida el resultado de la optimización. La principal fuente para obtener los precios de estas tecnologías es la Planificación Energética de Largo Plazo (PELP) para el período 2023-2027 ¹, ya que esto refleja la realidad nacional en términos tales como variaciones en las tasas de cambio entre la moneda nacional y el dólar estadounidense.

¹ Proyecciones de costos de inversión de Tecnologías ERNC y almacenamiento PELP, Disponible: <https://biblioteca.digital.gob.cl/handle/123456789/3775>

En particular, se utilizan los precios proyectados para el año 2035, debido a que para este año se espera que el SEN tenga un parque de generación que consista principalmente de energías renovables, lo que se asemeja bastante al caso de estudio que se propone en este modelo. Por otro lado, al utilizar estas proyecciones se tiene la opción de evaluar tres escenarios de costos diferentes: uno alto, con costos proyectados elevados; uno medio, con precios más conservadores; y uno bajo, con los costos esperados más bajos.

3.5.4.1. Centrales solares y eólicas

Para precisar los costos asociados a las centrales solares y eólicas se deben considerar los costos de inversión y los costos variables asociados a la operación. Si bien este tipo de centrales no contemplan costos por el consumo de combustible, si se tienen en cuenta los costos variables no combustibles (CVNC), donde se pueden considerar aspectos como mantenimientos programados o consumos por servicios auxiliares.

Estos valores se obtienen desde la sección de costos de inversión referenciales que son proporcionados por la CNE en el Informe de Costos de Tecnologías de Generación de Abril 2022. Los costos de inversión y operación de cada una de las tecnologías se pueden apreciar en la tabla 3.8, en tanto que las proyecciones de los costos de inversión de estas tecnologías se presentan en la figura 3.3.

Tabla 3.8: Costos de inversión y operación por tecnología ERNC.

Tecnología	Costo de inversión [USD/kW]	Costo variable no combustible [USD/MW]
Eólica	1.264	7
Solar FV	781	2

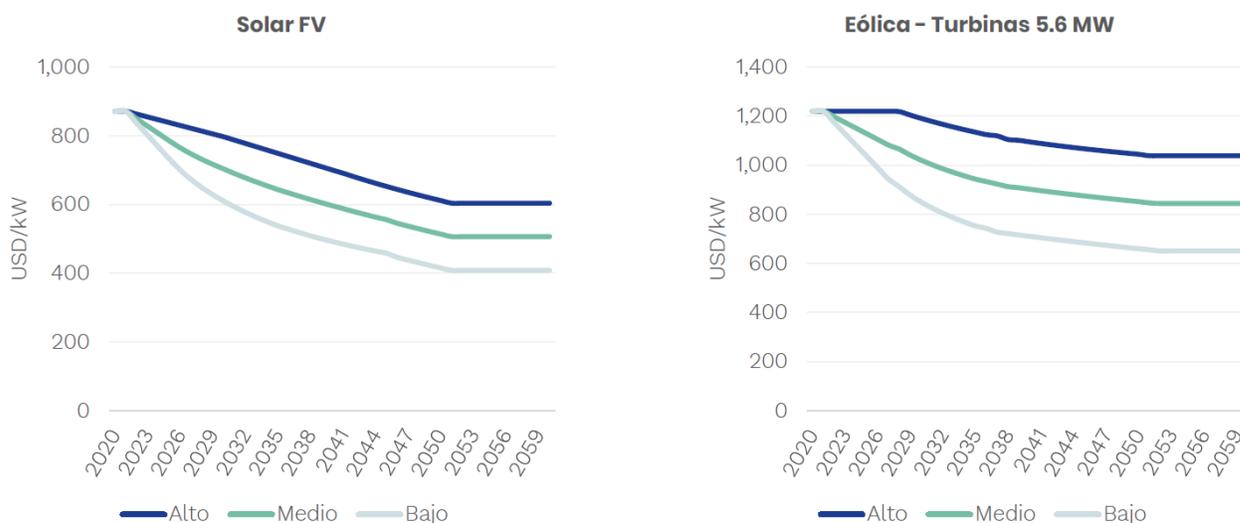


Figura 3.3: Proyección de costos de inversión de tecnologías de generación ERNC¹.

3.5.4.2. Tecnologías BESS

Los costos de la tecnología BESS se describen generalmente mediante el uso de los siguientes dos parámetros:

- **Costo por kW:** El costo relacionado con la capacidad del sistema, lo que se traduce en la potencia que es capaz de entregar o absorber desde el sistema en algún instante de tiempo.
- **Costo por kWh:** El costo del sistema relacionado al almacenamiento de energía, lo cual termina por delimitar cual es la duración del sistema de almacenamiento.

Considerando lo anterior, la expresión que permite describir el costo total de la tecnología BESS se presenta en la ecuación 3.15. Por otro lado, las proyecciones de los costos de inversión de las tecnologías de almacenamiento se presentan en la figura 3.4, los cuales tienen considerados de manera implícita los componentes de potencia y almacenamiento del costo total.

$$\text{Costo total} \left(\frac{USD}{kW} \right) = \text{Costo capacidad} \left(\frac{USD}{kW} \right) + \text{Costo almacenamiento} \left(\frac{USD}{kWh} \right) \cdot \text{duración} (h) \quad (3.15)$$

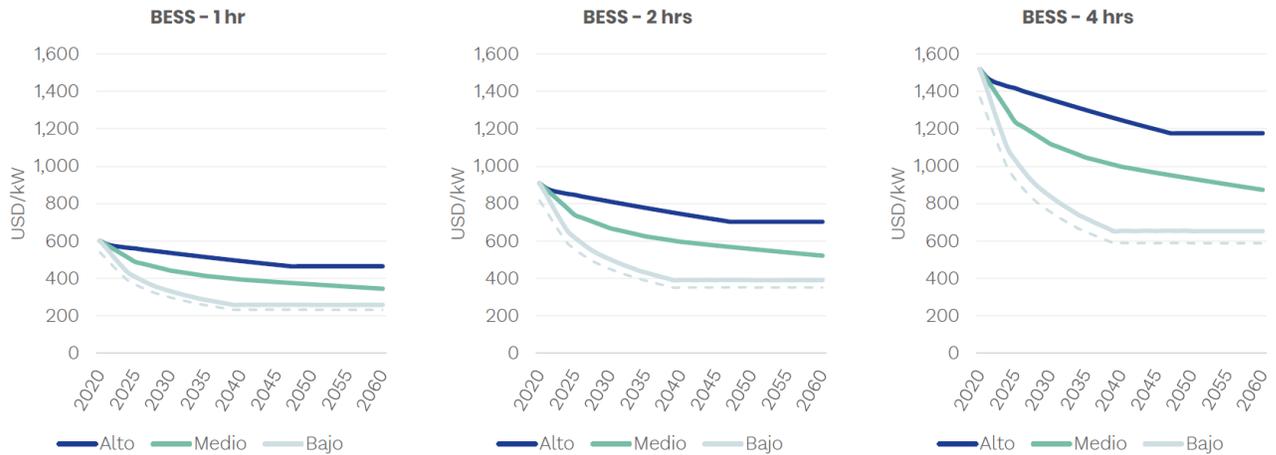


Figura 3.4: Proyección de costos de inversión de tecnologías de almacenamiento¹.

Capítulo 4

Resultados

4.1. Geolocalización de centrales

La evolución de la geolocalización de las centrales eólicas y solares durante el período estudiado se puede apreciar en la figura 4.1. Para ambos años se mantiene el hecho que las grandes centrales solares se encuentran en zonas delimitadas de la II, III y IV región, mientras que el resto de las centrales más pequeñas se encuentran mayoritariamente concentradas en la depresión intermedia del país entre las regiones V y VIII. Por otro lado, la tendencia que tenían las centrales eólicas del país en el año 2020 se mantiene durante el 2021, donde estas se encuentran principalmente concentradas en las costas de la IV región y en la VIII región.

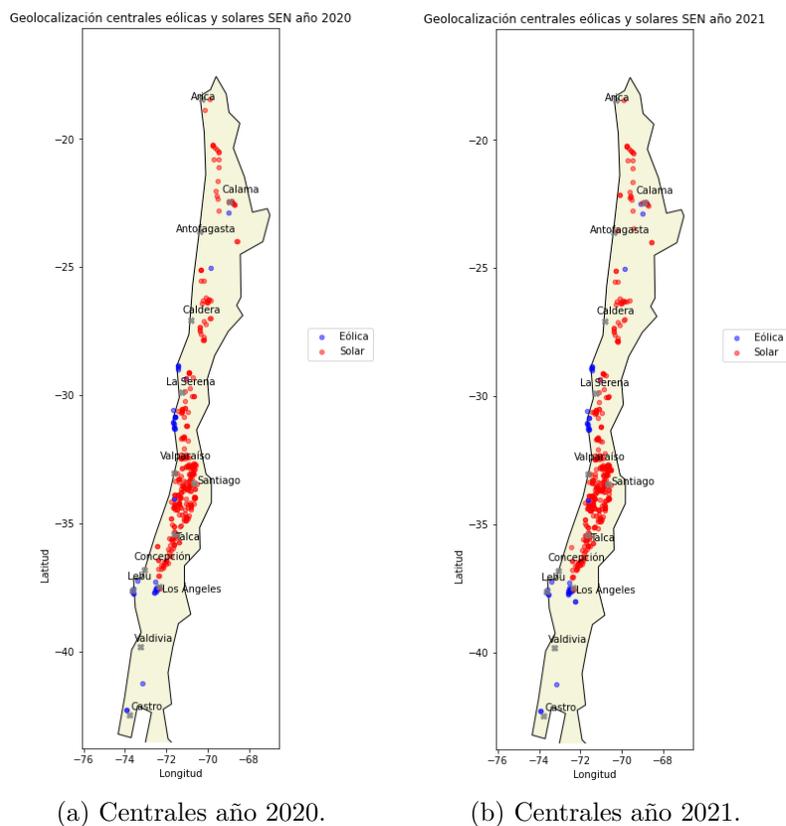


Figura 4.1: Evolución de geolocalización de centrales eólicas y solares en los años 2020 y 2021.

Respecto a la evolución en el número total de centrales para cada año, para finales del año 2020 en el mapa se pueden ubicar un total de 275 centrales solares y 43 centrales eólicas, mientras que para finales del año 2021 se ubican 324 centrales solares y 47 centrales eólicas.

4.2. Generación y demanda en el SEN

En la figura 4.2 se puede apreciar la demanda de energía del SEN y la generación de las centrales eólicas y solares, tanto de manera conjunta como separada. Por un lado, para el año 2020 se tiene que el promedio diario de la demanda es de 212,43 [GWh], mientras que los aportes diarios de energía de las centrales eólicas y solares alcanzan los 47,11 [GWh]. Por otro lado, para el año 2021 el promedio diario de demanda es de 223,43 [GWh], mientras que la generación diaria de las centrales ERNC llega a los 61,11 [GWh].

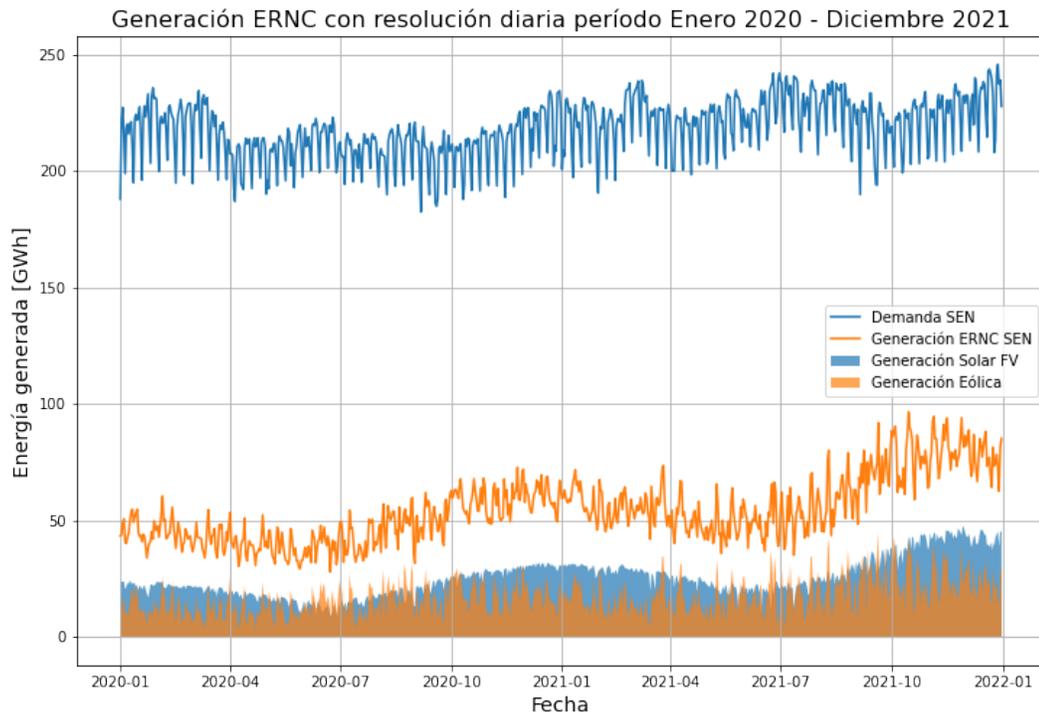


Figura 4.2: Generación ERNC con resolución diaria período Enero 2020 - Diciembre 2021.

Los resultados anteriores implican que en el período de un año el promedio diario de la demanda aumentó en un 5,18% y que la generación diaria de las centrales eólicas y solares en conjunto tuvo un aumento de 29,71%.

4.3. Potencia instalada por tecnología

En la figura 4.3 se puede apreciar la potencia instalada mensual por tecnología para el año 2020, donde se tiene que la potencia solar tuvo un aumento total durante el año de 520 [MW], mientras que la eólica tuvo un aumento de 529 [MW]. De acuerdo con las cifras anteriores, se tiene que una vez finalizado el año 2020 la potencia instalada solar supera en 1.602 [MW] a la generación eólica.

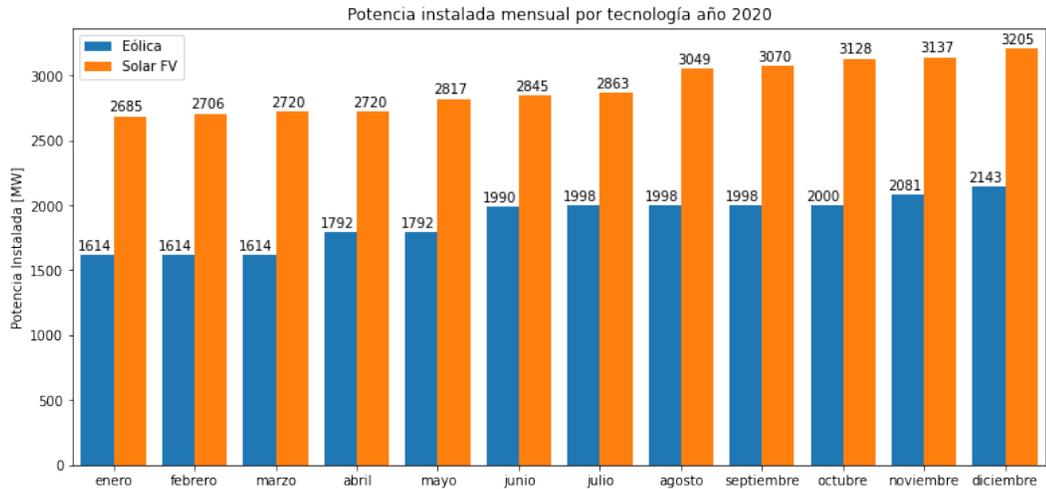


Figura 4.3: Potencia instalada para las tecnologías eólica y solar FV (año 2020).

En la figura 4.4 se puede observar la potencia instalada mensual por tecnología para el año 2021, donde la potencia solar tuvo un aumento total de 973 [MW] en dicho año, mientras que la eólica tuvo un aumento de 986 [MW], valores que llegan casi al doble en comparación a sus contrapartes del año 2020. Con esto, el año 2021 se cierra con una potencia instalada solar que sigue siendo mayor a la generación eólica por una diferencia de 1.223 [MW].

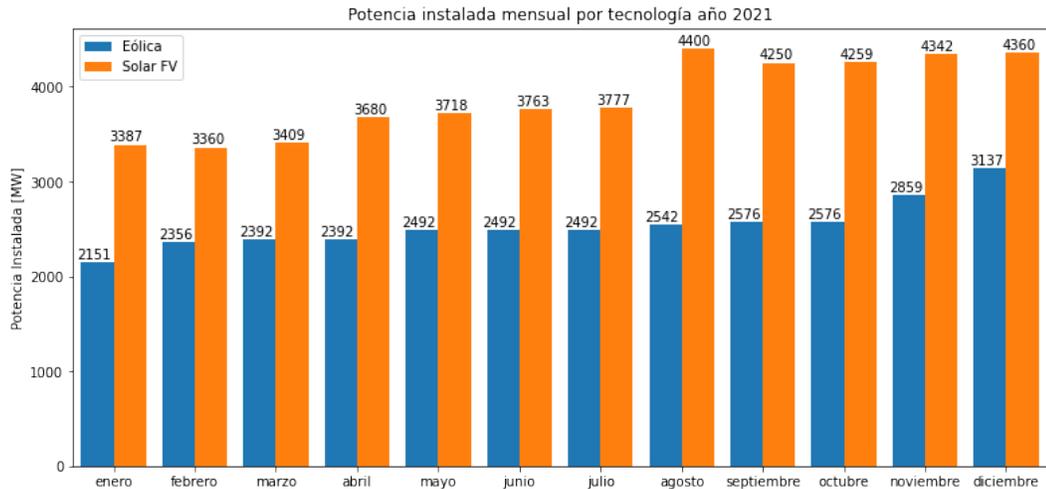


Figura 4.4: Potencia instalada para las tecnologías eólica y solar FV (año 2021).

Además, existen en la figura 4.4 anomalías que se pueden apreciar en la evolución de la potencia instalada solar entre los meses de enero a febrero y desde agosto a septiembre. Durante esos períodos se pierde la monotonía del crecimiento de la potencia instalada, lo que se escapa de la tendencia de crecimiento que dominaba desde el año 2020.

4.4. Factores de planta

En la figura 4.5 se pueden apreciar los factores de planta mensuales para el año 2020, donde se tiene que su valor para las centrales solares oscila entre 0,18 y 0,37, mientras que para las centrales eólicas oscila entre 0,21 y 0,35. Realizando una comparación de los factores de cada tecnología se pueden entrever indicios de complementariedad entre estos recursos, puesto que los factores de planta solares suelen ser mayores durante los meses de primavera y verano, mientras que los factores eólicos alcanzan e incluso superan a los solares durante los meses de otoño e invierno.

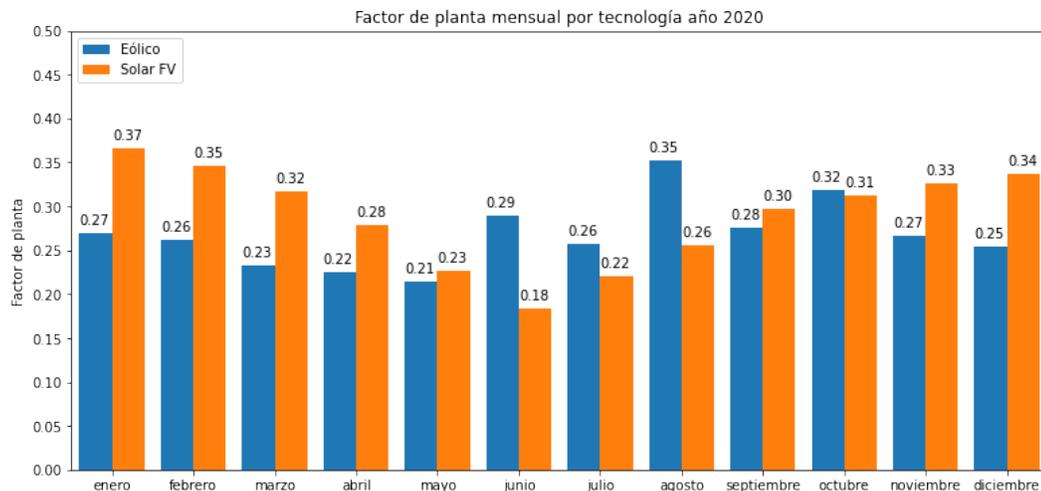


Figura 4.5: Factores de planta mensuales SEN por tecnología (año 2020).

Los factores de planta mensuales para el año 2021 se pueden observar en la figura 4.6, donde se tiene que su valor oscila entre 0,19 y 0,35 para las centrales solares y entre 0,25 y 0,34 para las centrales eólicas. En este caso, los factores de planta de ambas tecnologías siguen un comportamiento similar a los obtenidos para el año 2020, con la diferencia que el factor eólico presenta variaciones menos pronunciadas y erráticas en el año 2021, sobre todo durante los meses de invierno.

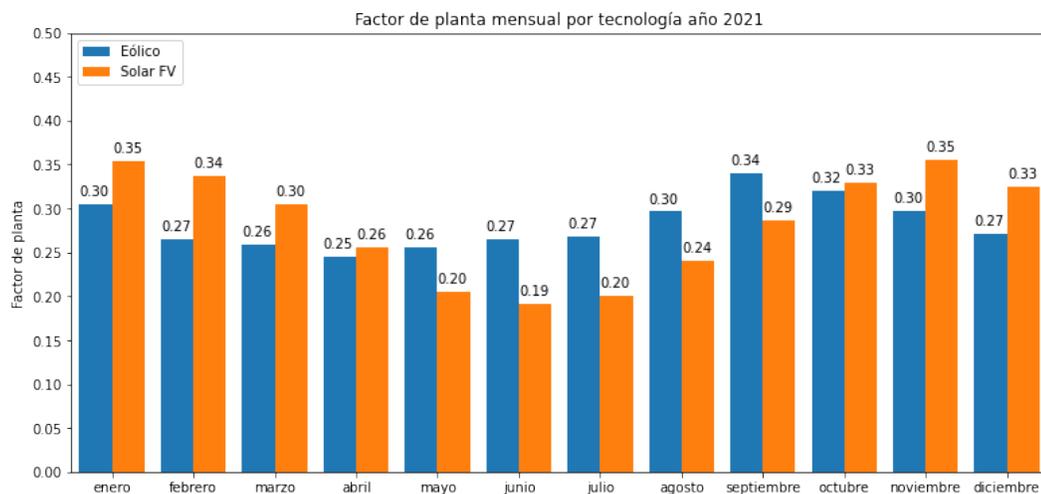


Figura 4.6: Factores de planta mensuales SEN por tecnología (año 2021).

Por último, en la tabla 4.1 se presenta la evolución de los factores de planta anuales para ambas tecnologías, donde se tiene que estos aumentan en la misma cantidad en el transcurso de un año al otro.

Tabla 4.1: Factores de planta anuales por tecnología.

Factor de planta	Año 2020	Año 2021
Eólico	0,27	0,29
Solar	0,30	0,32

4.5. Curvas de generación y demanda diaria

En esta sección se presentan las curvas de generación diarias de las centrales solares y eólicas junto con la demanda para los años 2020 y 2021. Estas se encuentran clasificadas de manera trimestral para asociar su comportamiento a las diferentes estaciones del año, donde cada curva individual representa el comportamiento de la generación eólica y solar durante cada día de las respectivas estaciones.

En la figura 4.7 se pueden observar las curvas de generación diarias de las centrales solares, donde estas se caracterizan por tener una nula producción hasta las 6 de la mañana, horario donde ésta aumenta rápidamente para estabilizarse durante el día entre las 10 y 16 horas, para luego disminuir hasta las 8 de la tarde, hora donde la producción vuelve a ser nula. La principal diferencia entre las curvas de un mismo año es la potencia máxima que se logra alcanzar durante cada día.

Al comparar las curvas de generación solares de cada año, se puede apreciar que la generación máxima alcanzada durante el año 2021 es aproximadamente 1.000 [MW] mayor en comparación al año anterior, donde la principal causa de esto es el aumento en la potencia instalada en el transcurso de un año.

La dispersión de las curvas es similar en ambos años con la excepción del otoño, donde la generación durante el año 2021 se suele mantener en mayores ocasiones cerca de su máximo, salvo por algunos *outliers* que solo llegan a una generación máxima de 1.500 [MW]. Por otro lado, se tiene que las curvas durante los meses de invierno son las que presentan mayor variabilidad gracias a las desfavorables y cambiantes condiciones climáticas que afectan la producción de las centrales solares.

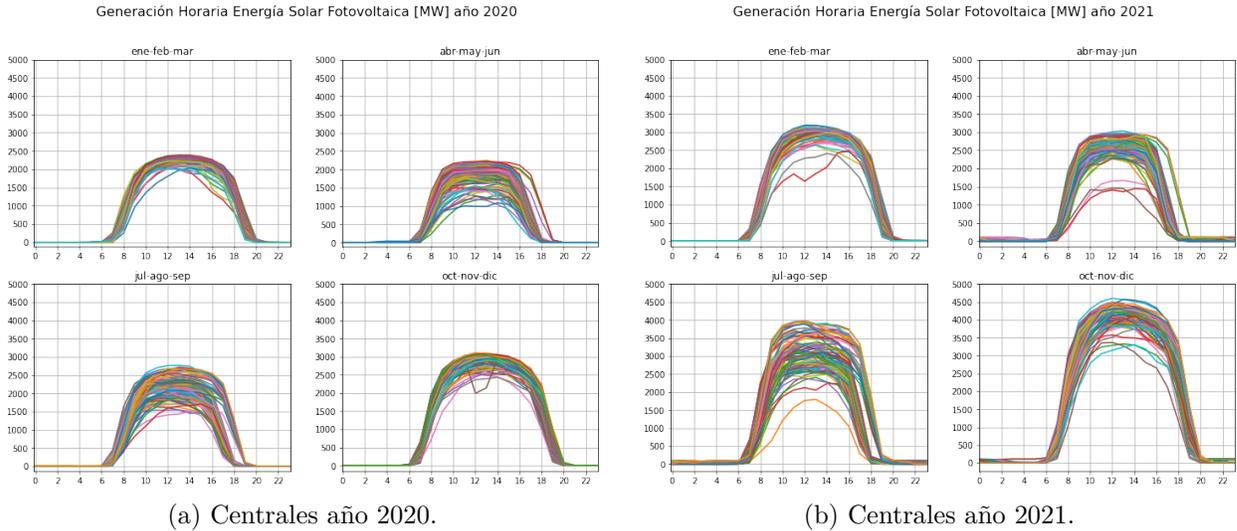


Figura 4.7: Evolución de curvas de generación horarias de centrales solares.

En la figura 4.8 se pueden apreciar las curvas de generación diarias de las centrales eólicas, donde éstas suelen tener un perfil mucho más suave durante cada día. Sin embargo, durante los meses de primavera y verano se puede notar una tendencia en el comportamiento de la generación eólica, donde ésta presenta un aumento importante a partir de las 12 horas hasta las 7 de la tarde, para luego disminuir a los valores habituales.

Al igual como ocurre con la energía solar, se tiene que la generación eólica máxima alcanzada durante el año 2021 es mayor en comparación al año anterior. A pesar de lo anterior, se puede apreciar que, durante una misma estación, las curvas presentan una mayor variabilidad durante el año 2021, incluyendo algunos *outliers* que sobresalen durante el otoño y el invierno.

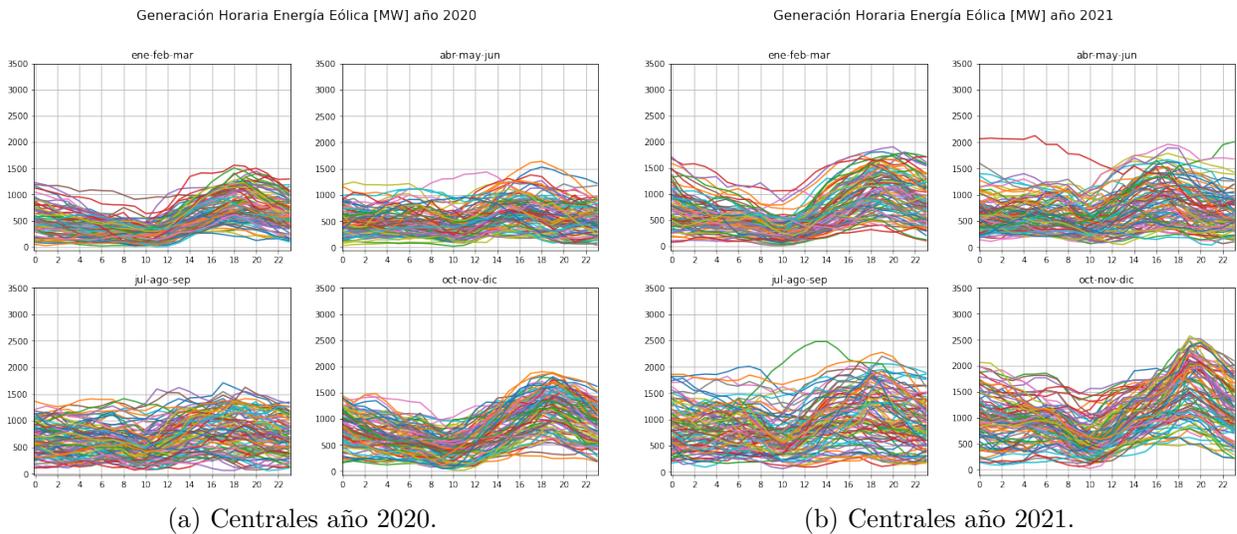


Figura 4.8: Evolución de curvas de generación horarias de centrales eólicas.

En la figura 4.9 se pueden apreciar las curvas de generación diarias que se obtienen al combinar las curvas presentadas para los recursos solares y eólicos. Al unir estas curvas se logra compensar en cierta medida la nula generación de las centrales durante las horas de la noche gracias a la energía eólica. También se tiene que durante las horas donde la energía solar está presente la generación ya no es constante, sino que aumenta progresivamente desde las 10 hasta las 16 horas, horario donde el recurso solar comienza a decaer.

Al comparar las curvas de generación conjunta para cada año, se pueden apreciar nuevamente máximos más altos durante el año 2021 en comparación al año 2020 gracias a los mayores aportes de energía por parte de las energías solar y eólica. Por otra parte, se tiene que la rampa que se produce en la generación durante los meses de primavera (oct-nov-dic) tiene una pendiente menor durante el año 2021, mientras que para el resto de las estaciones del año ésta se mantiene relativamente similar.

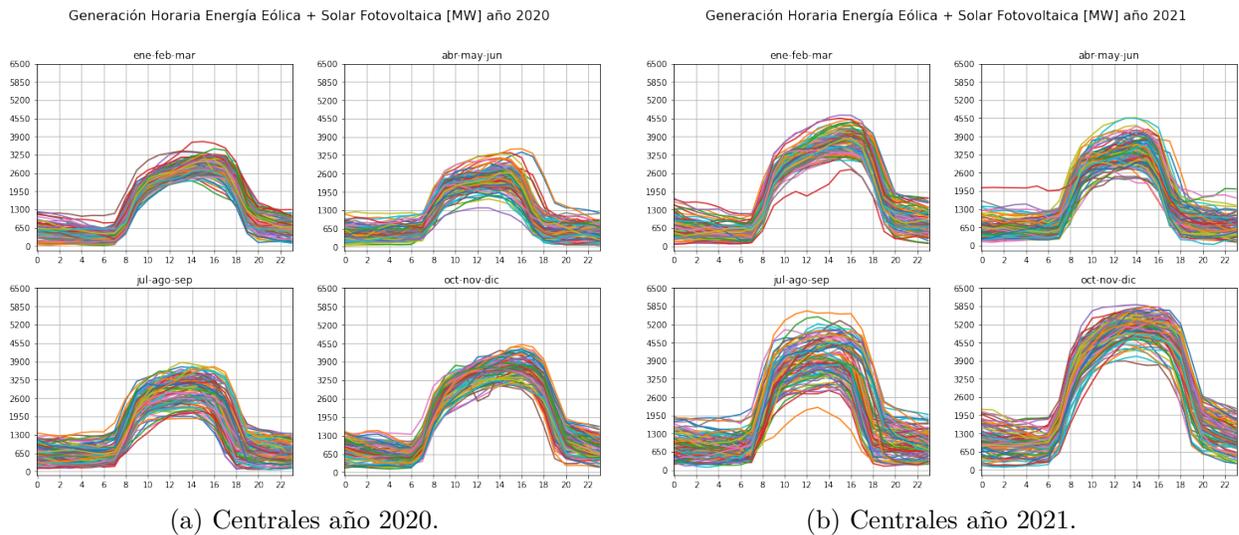


Figura 4.9: Evolución de curvas de generación horarias de centrales solares y eólicas en conjunto.

En la figura 4.10 se pueden apreciar las curvas diarias de la demanda del sistema. Estas se caracterizan por alcanzar su mínimo durante las horas de la madrugada y tener dos máximos durante el resto del día, uno entre las 10 y 16 horas y otro entre las 18 y 22 horas, dependiendo de la estación del año.

Aun cuando la demanda del sistema sigue un comportamiento similar durante ambos años, se tiene que durante al año 2021 ésta aumenta en promedio unos 500 [MW] respecto al año anterior, diferencia que se mantiene a lo largo de todo el año. No obstante, al fijar la atención en los meses de invierno (jul-ago-sep), se puede observar que entre las 8 y 12 horas la demanda sufre un incremento todavía mayor, de aproximadamente 1.000 [MW].

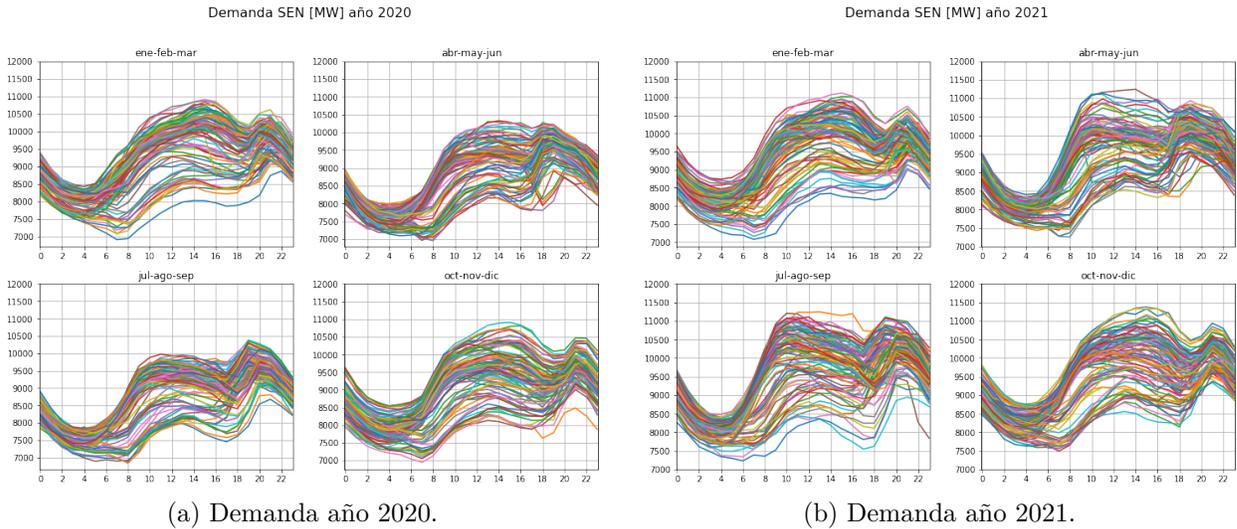


Figura 4.10: Evolución de curvas de demanda del sistema.

4.6. Matrices de correlación

En esta sección se presentan las matrices de correlación que relacionan las curvas características de los recursos renovables y la demanda, pero a su vez es importante revisar la evolución del número de estas curvas identificadas para cada año. Para ello, se aplica el método del codo a todas las curvas presentes en cada estación del año con el fin de seleccionar el número óptimo de *clusters*. En la figura 4.11 se puede apreciar un ejemplo de la aplicación del método del codo, correspondiente a las curvas de la generación solar del año 2021.

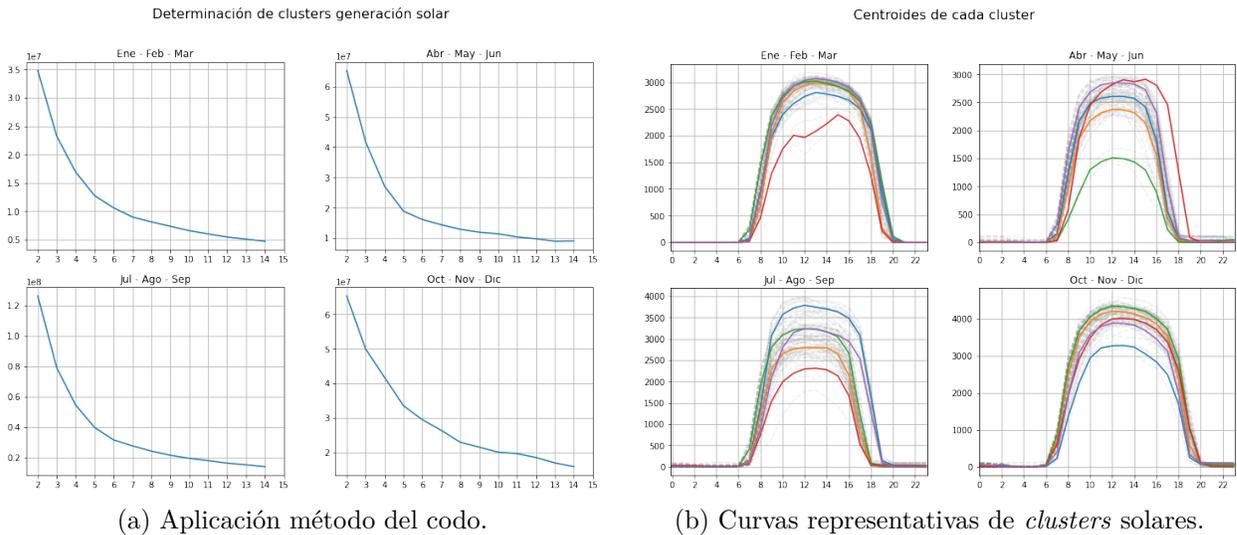


Figura 4.11: Identificación de cantidad de *clusters* para la generación solar en cada estación (año 2021). El proceso es análogo para las curvas restantes.

Durante la aplicación del método del codo existen algunas curvas donde la percepción visual de los codos no es tan evidente, por lo que para solucionar este inconveniente se emplea la función *KneeLocator* perteneciente a la librería *Kneed* para identificarlos de manera precisa.

En la tabla 4.2 se puede apreciar la evolución del número de *clusters* identificados cada año utilizando este método, donde al comparar ambos años se pueden realizar las siguientes observaciones:

- Las tecnologías de generación presentan una disminución en el número de *clusters* desde 6 a un total de 5 en algunas estaciones del año. Esto ocurre durante la primavera para los *clusters* solares, durante el invierno para los *clusters* eólicos y en los meses de invierno y primavera para los *clusters* de la generación conjunta.
- Por otro lado, se tiene que la demanda presenta un aumento en el número de *clusters* durante los meses de verano y primavera, aumentando desde 4 a un total de 5 en el transcurso de un año.

Estas diferencias se pueden explicar si se observan las curvas de generación y demanda presentadas en la sección 4.5, donde se puede apreciar mayor o menor separación entre las curvas dependiendo si aumentó o disminuyó la cantidad de *clusters* respectivamente, esto independientemente de los valores de generación que tiene las curvas en cada caso. A su vez, esto modifica el número de total de curvas entre las cuales se calcula la correlación para cada año.

Tabla 4.2: Evolución del número de *clusters* identificados.

Variable	Año 2020				Año 2021			
	Verano	Otoño	Invierno	Primavera	Verano	Otoño	Invierno	Primavera
Solar	5	5	5	6	5	5	5	5
Eólica	6	6	6	5	6	6	5	5
Conjunta	6	6	6	6	6	6	5	5
Demanda	4	5	5	4	5	5	5	5

4.6.1. Matrices de verano

En la figura 4.12 se puede observar la matriz de correlación para los meses de verano del año 2020. En general, durante esta estación se tiene complementariedad leve entre la generación eólica y solar, a excepción del *cluster* eólico 4, que tiene una débil correlación positiva con los *clusters* solares. Por otro lado, si se considera la generación solar y eólica conjunta ésta presenta un sincronismo importante ($>0,5$) con la demanda en la mayoría de los casos.

En la figura 4.13 se puede observar la matriz de correlación para los meses de verano del año 2021. A diferencia del año anterior, se tiene que la totalidad de la correlación entre la generación solar y eólica presenta complementariedad, incluso alcanzando valores más negativos en algunos casos. Por otra parte, aun cuando en el 2021 la demanda tenga un *cluster* adicional, se tiene que la correlación entre la generación conjunta y la demanda es mayor en comparación al año anterior.

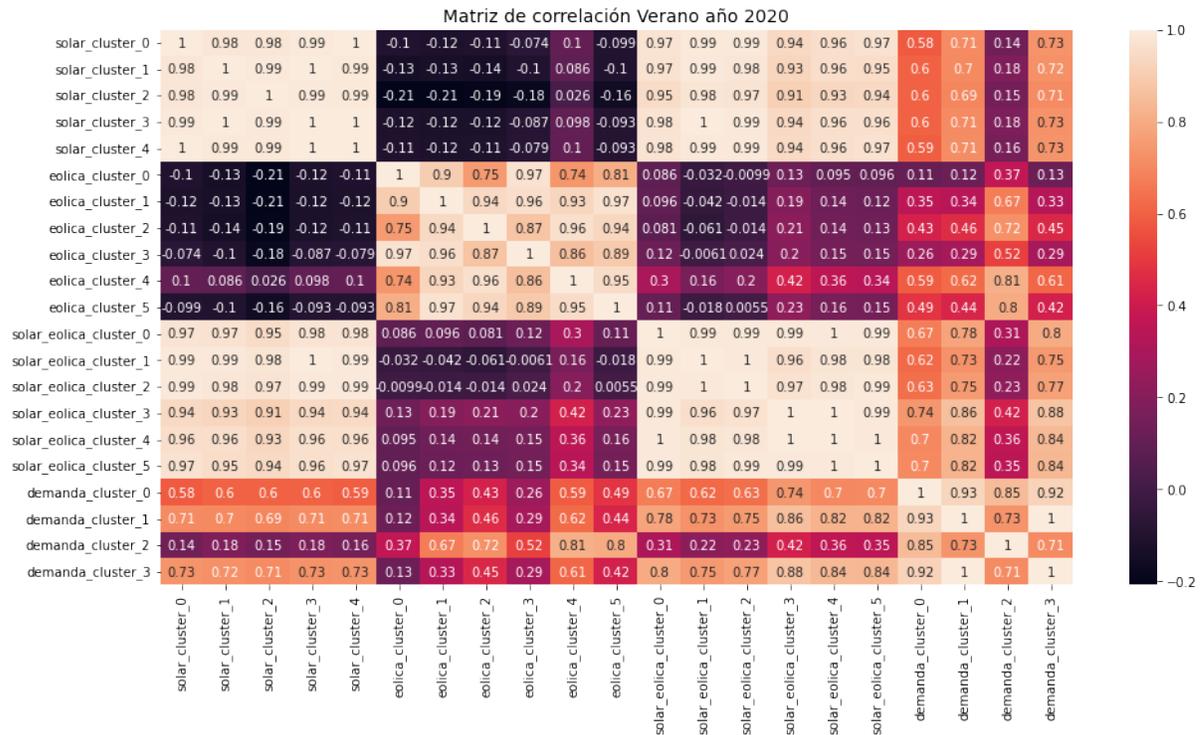


Figura 4.12: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de verano (año 2020).

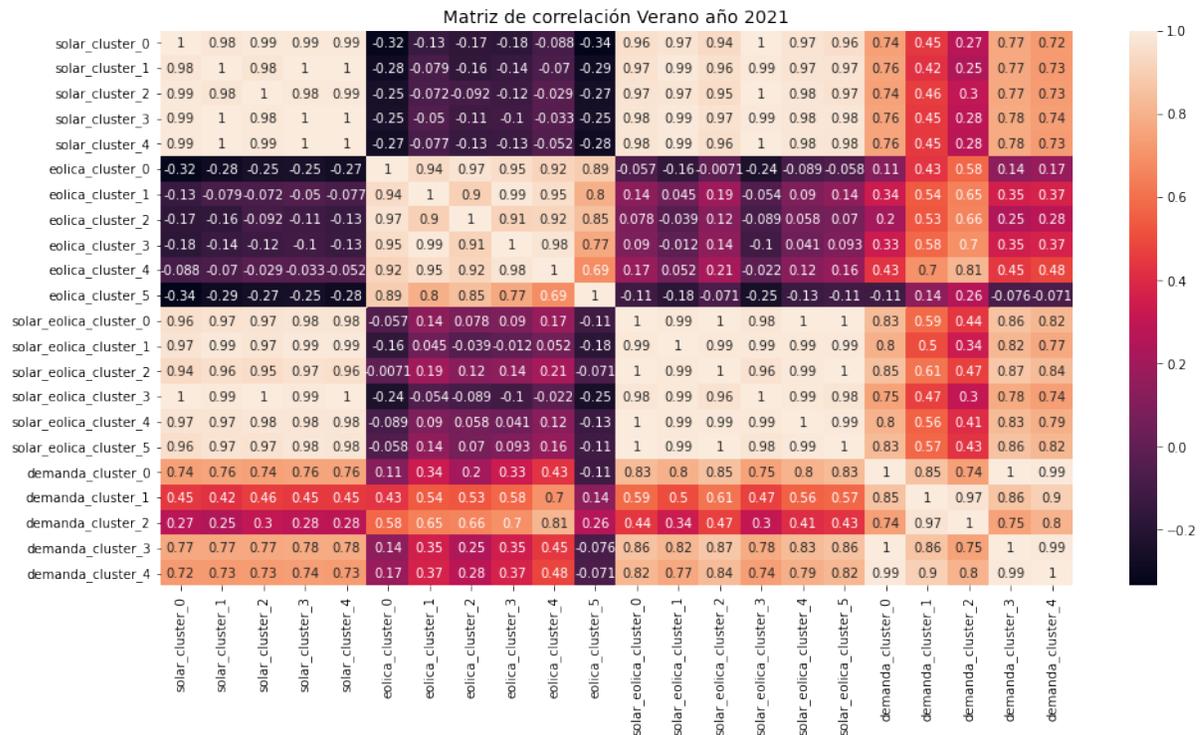


Figura 4.13: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de verano (año 2021).

4.6.2. Matrices de otoño

En la figura 4.14 se puede observar la matriz de correlación para los meses de otoño del año 2020. Durante el otoño se tiene escasa complementariedad entre los *clusters* estudiados ($>-0,2$), salvo algunas excepciones entre *clusters* eólicos y de la demanda, donde existen algunos casos donde se alcanzan valores cercanos a $-0,6$.

Por otro lado, gracias a que la generación solar comienza a disminuir respecto a los meses de verano, se tiene que el sincronismo entre la generación conjunta y la demanda se mantiene, pero con valores un poco más bajos, incluso llegando a presentar casos de complementariedad muy leves ($>-0,1$) en algunos casos.

En la figura 4.15 se puede observar la matriz de correlación para los meses de otoño del año 2021. En este año, la correlación solar-eólica presenta mayores grados de complementariedad en comparación al año anterior, lo que se puede explicar en parte por la aparición de algunos *outliers* en la generación de cada una de estas tecnologías como se pudo apreciar en las figuras 4.7 y 4.8, los cuales no estaban presentes durante el año anterior.

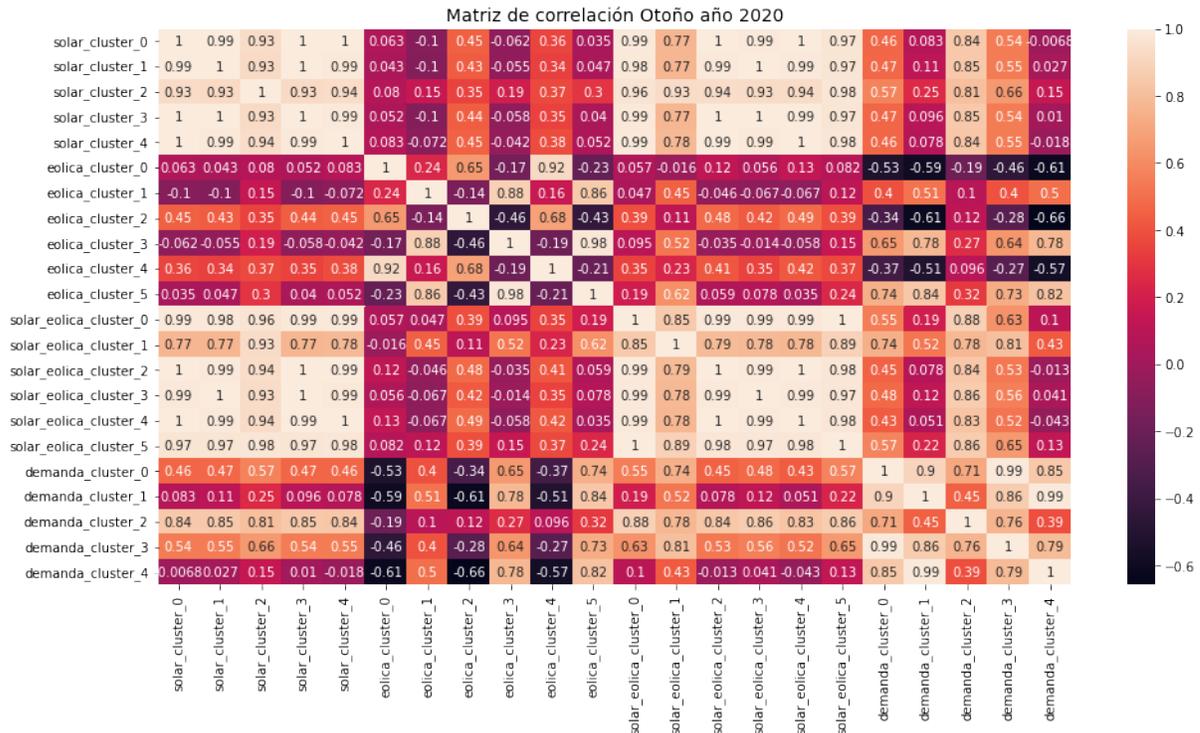


Figura 4.14: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de otoño (año 2020).

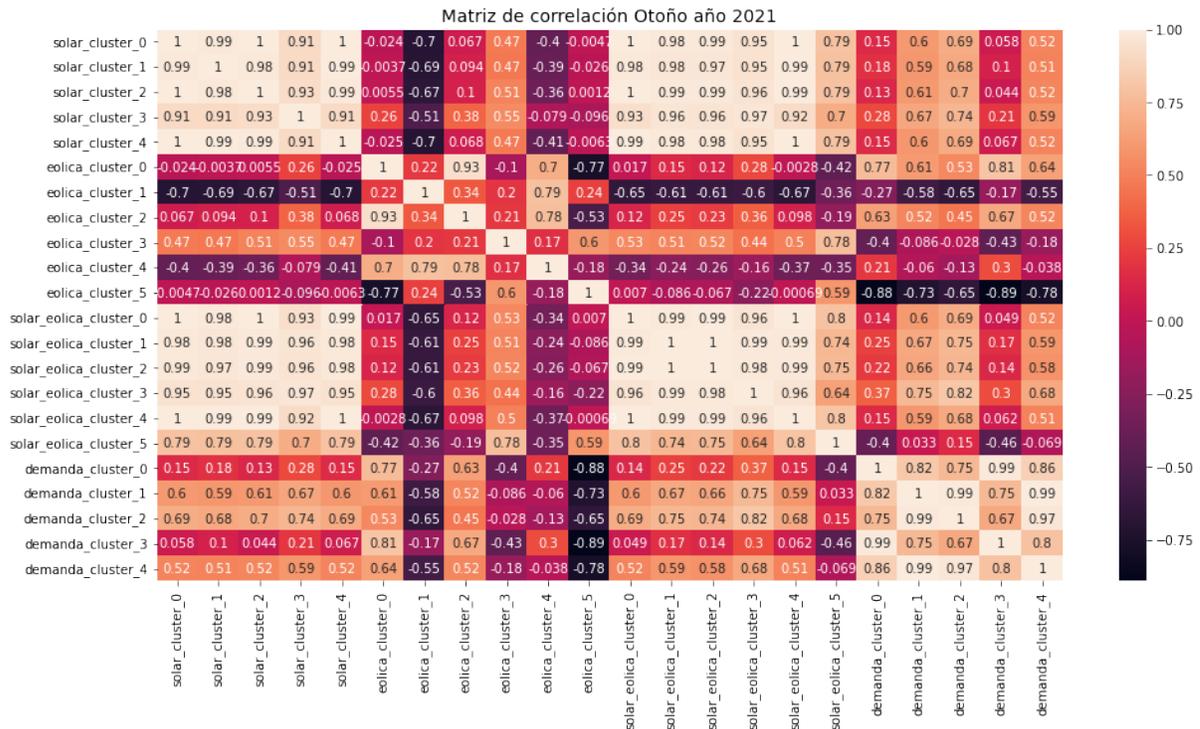


Figura 4.15: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de otoño (año 2021).

4.6.3. Matrices de invierno

En la figura 4.16 se puede observar la matriz de correlación para los meses de invierno del año 2020. De esta matriz se puede rescatar un comportamiento similar al obtenido durante el verano, donde se tiene complementariedad entre la generación solar y eólica, aunque ésta es entre moderada y baja. La correlación entre la generación conjunta y la demanda alcanza los valores más bajos hasta el momento. Esto radica principalmente en el comportamiento del recurso solar, ya que durante los meses de invierno esta tecnología alcanza los niveles de generación más bajos del año.

En la figura 4.17 se puede observar la matriz de correlación para los meses de invierno del año 2021. Aquí se puede notar una diferencia respecto al año anterior, el número de casos de complementariedad entre la generación solar y eólica ha disminuido, incluso teniéndose casos donde hay un sincronismo moderado. Por otra parte, se puede apreciar que existen menos casos de complementariedad durante este año, pero cuando si la hay, ésta es más fuerte en comparación al año anterior.

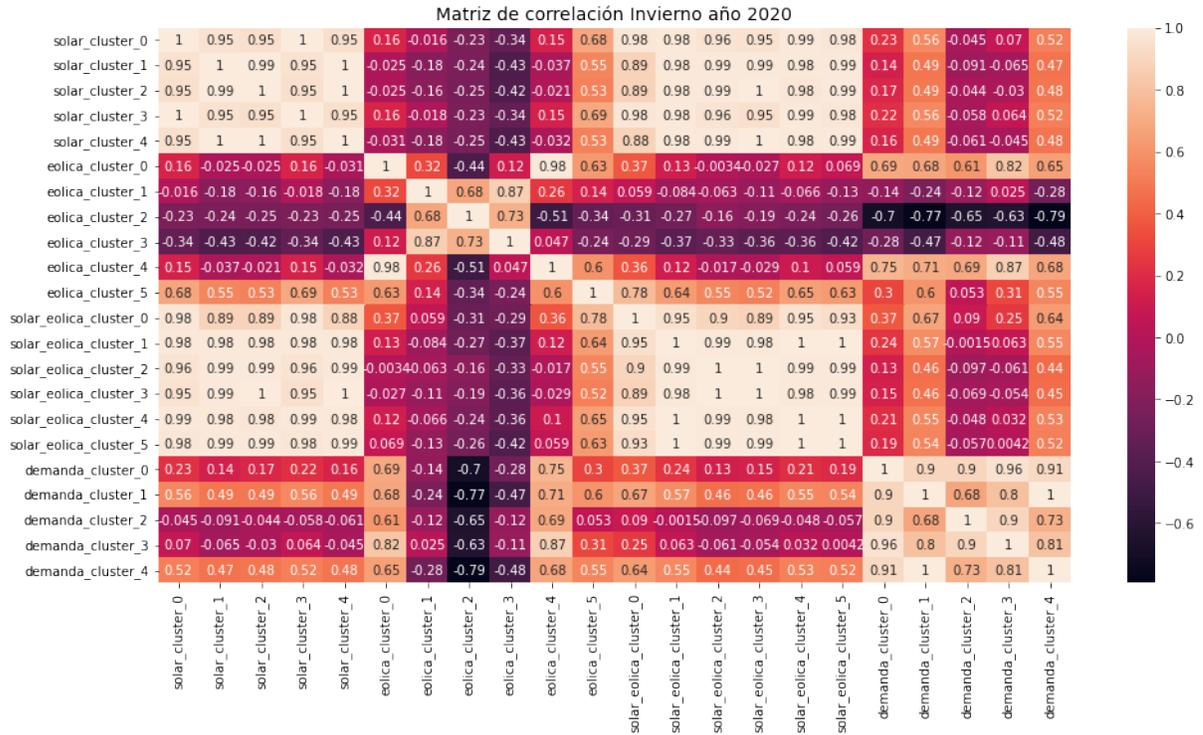


Figura 4.16: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de invierno (año 2020).

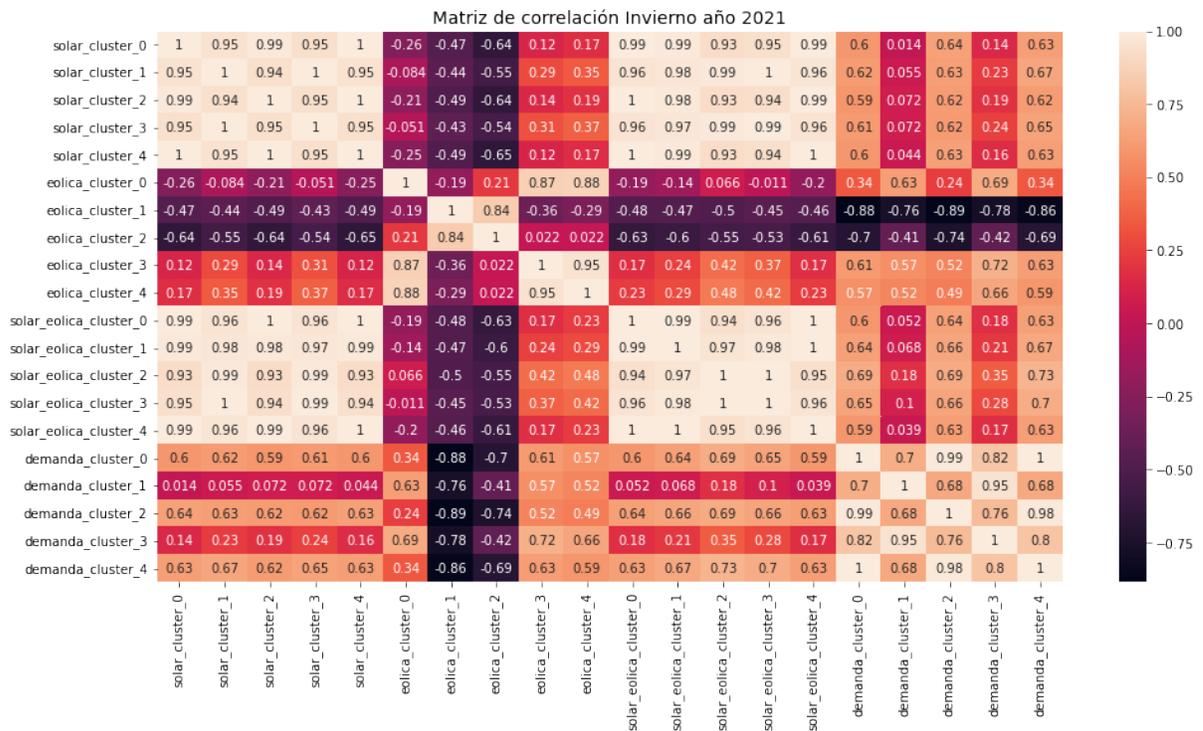


Figura 4.17: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de invierno (año 2021).

4.6.4. Matrices de primavera

En la figura 4.18 se puede observar la matriz de correlación para los meses de primavera del año 2020. Durante esta estación se recupera la tendencia de complementariedad entre la generación eólica y solar que se podía apreciar en los meses de verano y que se empezó a perder durante el otoño. Por otro lado, en esta estación se tiene que la demanda presenta sincronismo con casi la totalidad de los *clusters* asociados a la generación, excluyendo un *cluster* eólico, cuya relación es de complementariedad moderada.

En la figura 4.19 se puede observar la matriz de correlación para los meses de primavera del año 2021. En este caso la complementariedad entre la generación eólica y solar se mantiene en relación con el año anterior, a excepción de un *cluster* eólico, el cual presenta un leve sincronismo ($<0,15$). Además, los niveles de sincronismo entre la generación conjunta y la demanda se mantienen relativamente constantes a pesar de tener un *cluster* de demanda adicional.

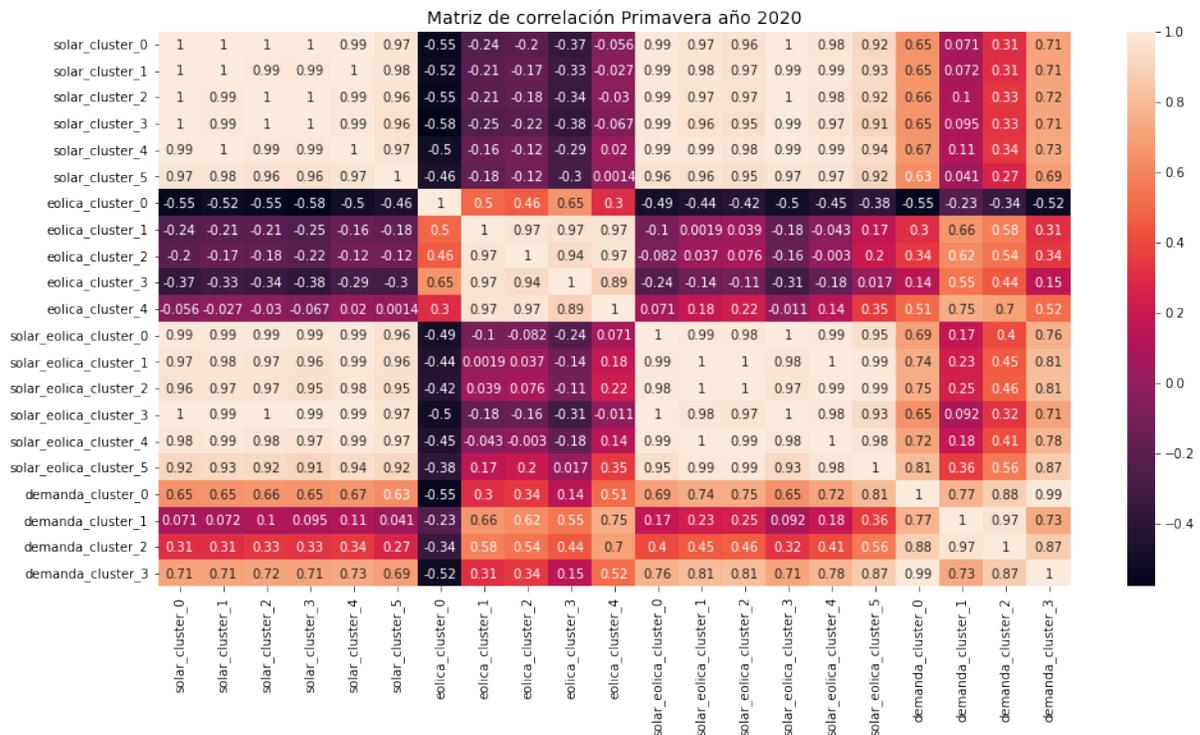


Figura 4.18: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de primavera (año 2020).

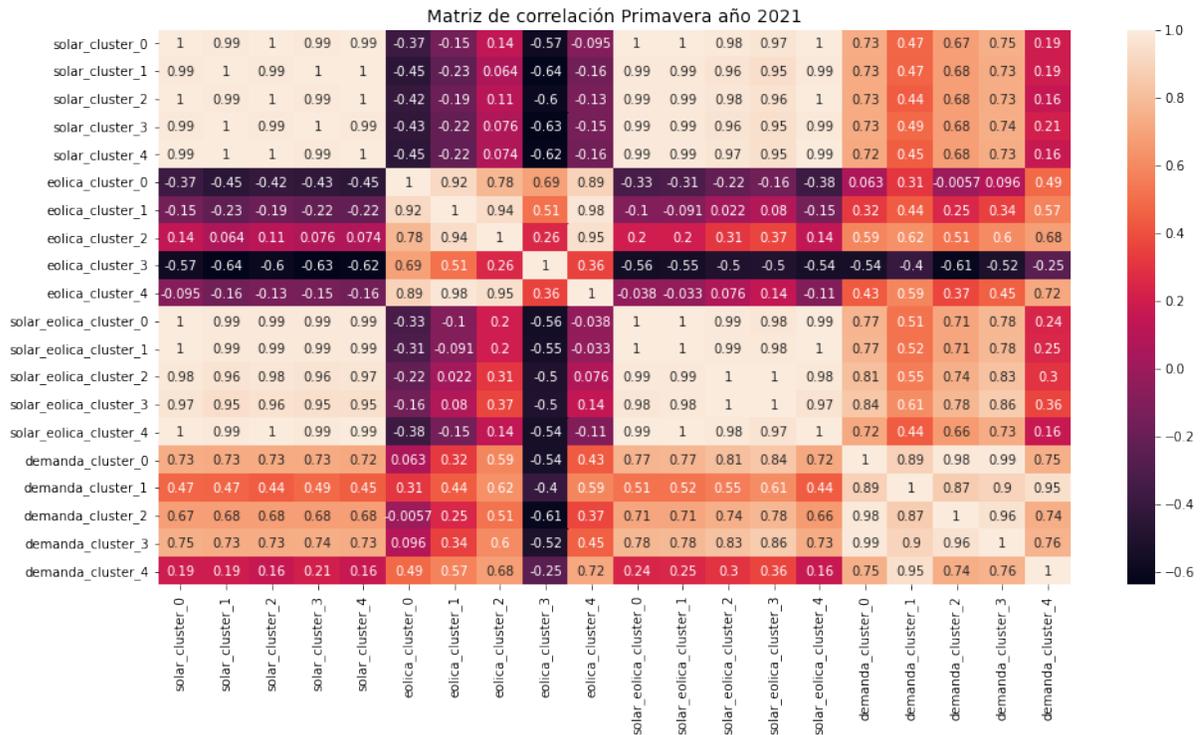


Figura 4.19: Matriz de correlación entre las curvas características identificadas durante los meses de primavera (año 2021).

4.6.5. Observaciones generales

Para todas las estaciones, la correlación entre las curvas de generación y la demanda del sistema presentan altos niveles de complementariedad entre las 16 y las 19 horas, ya que durante este horario se tiene que la generación solar comienza a decaer, lo que coincide con el segundo *peak* de demanda que ocurre cada día. Por otro lado, otro rango horario que presenta un comportamiento similar al anterior en todas las estaciones es entre las 12 y las 15 horas, donde se tiene que la correlación solar-eólica alcanza moderados niveles de complementariedad ($<-0,5$).

También se tiene que la correlación positiva más elevada que se obtiene de manera sostenida a lo largo de todas las estaciones de ambos años es entre la energía solar y la conjunta. Esto se respalda con las curvas de generación conjuntas presentadas en la sección 4.5, donde estas son prácticamente idénticas a las curvas solares. Otra forma de apreciar los beneficios de considerar la generación conjunta es que el sincronismo entre ésta y la demanda es mayor para todas las estaciones en comparación a los casos donde cada tecnología se encuentra por separado, por lo que al considerar los recursos solares y eólicos en conjunto estos siguen de mejor manera variaciones en la demanda.

En la gran mayoría de las matrices se tiene que existe al menos un *cluster* eólico que presenta complementariedad con alguna de las curvas de demanda en mayor o menor medida. Estos *clusters* no son los mismos durante cada año y tampoco durante cada estación, lo que deja en evidencia que el comportamiento del recurso eólico respecto a la demanda no se puede predecir de manera tan sencilla.

Finalmente, gracias a las curvas de generación diarias y las matrices de correlación presentadas, se puede apreciar la complementariedad temporal existente entre los recursos renovables en diferentes escalas de tiempo, donde las más importantes son la intradiaria y la interestacional.

4.7. Índice de abastecimiento Solar-Eólico

En esta sección se presenta el índice de abastecimiento Solar-Eólico (ISE) a lo largo de un período que abarca desde enero de 2020 hasta septiembre de 2022. Para poder analizar en diferentes escalas de tiempo la evolución de este índice, se emplearon tres resoluciones temporales diferentes: una horaria, representada por una envolvente de color celeste; una diaria, representada por una curva de color rojo; y una mensual, representada por una curva de color azul.

En la figura 4.20 se puede observar que el valor del ISE ha tendido al alza durante los últimos años, sobre todo si se enfoca la atención hacia las curvas con una resolución diaria y mensual, donde los valores de esta última no han disminuido del 20% de participación en el último año. Una apreciación importante para el ISE es que se obtienen valores mayores durante los meses de primavera y verano mientras que los valores para los meses de otoño e invierno son menores. Esto se debe a los grandes aportes de energía que puede entregar la tecnología solar durante los meses de primavera y verano, junto con el apoyo de la generación eólica, cuyos aportes no dejan de ser importantes según lo que se pudo apreciar en las curvas de generación expuestas en la sección 4.5.

En general, si solo se tiene en cuenta la escala horaria del ISE, este presenta variaciones muy erráticas, existiendo diferencias de más de 30 puntos porcentuales en períodos de tiempo relativamente cortos. Sin embargo, si se acota el índice a una resolución diaria, se tiene que las variaciones se reducen a un nivel mucho más manejable, donde una forma de mitigarlas puede ser el despliegue de tecnologías de almacenamiento en el sistema.

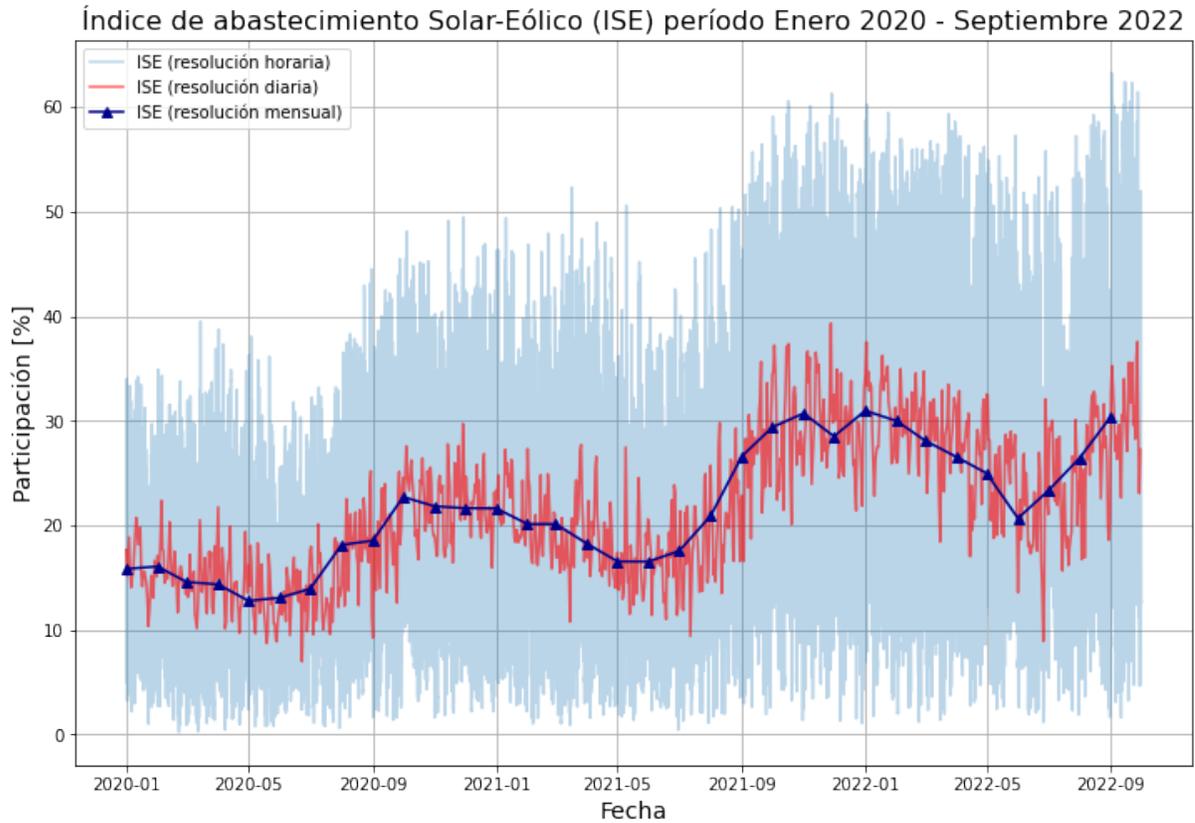


Figura 4.20: Índice de abastecimiento solar-eólico (período Enero 2020 - Septiembre 2022).

Para complementar este análisis, en la tabla 4.3 se resumen las cifras más relevantes que se pueden extraer de las diferentes curvas presentadas para el ISE.

Tabla 4.3: Detalle de resultados de ISE período Enero 2020 - Septiembre 2022.

Estadística	Resolución	Año 2020	Año 2021	Todo el período
Promedio	Horario	16,60	21,71	21,04
	Diario	16,99	22,20	21,56
	Mensual	16,94	22,23	21,65
Máximo	Horario	49,49	61,31	63,27
	Diario	29,72	39,30	39,31
	Mensual	22,71	30,70	30,96
Mínimo	Horario	0,20	0,41	0,20
	Diario	6,95	9,39	6,95
	Mensual	12,76	16,53	12,76
Desviación estándar	Horario	11,62	15,32	15,22
	Diario	4,45	6,25	6,63
	Mensual	3,40	4,96	5,61

Al revisar los promedios obtenidos para el ISE de los años 2020 y 2021, se puede observar que la participación de las centrales aumenta en 5 puntos porcentuales aproximadamente al pasar de un año al siguiente, aumento que no disminuye considerablemente si se tienen en cuenta los valores obtenidos para todo el período. Respecto a los máximos y mínimos obtenidos también se tiene una mejora, donde estos aumentaron sus valores, y si bien el incremento no fue tan grande como ocurrió con el promedio, se puede notar la diferencia de tener una potencia instalada mayor de energías renovables. Finalmente, se tienen los valores para la desviación estándar del índice que también aumentaron durante el año 2021, lo que se traduce en mayores fluctuaciones en el porcentaje de participación de las energías solar y eólica.

Otra forma interesante de analizar este indicador es incorporando la potencia instalada de las tecnologías eólicas y solares reportadas por la CNE, cambio que se puede apreciar en la figura 4.21 mediante la incorporación de un eje secundario en el gráfico. Este incremento constante en la potencia instalada de estas tecnologías puede explicar el alza en los valores de la desviación estándar del índice aun cuando las demás estadísticas mejoraron de manera positiva, ya que al aumentar la penetración de recursos que tienen elevados niveles de incertidumbre, también aumenta la variabilidad del despacho de estas mismas.

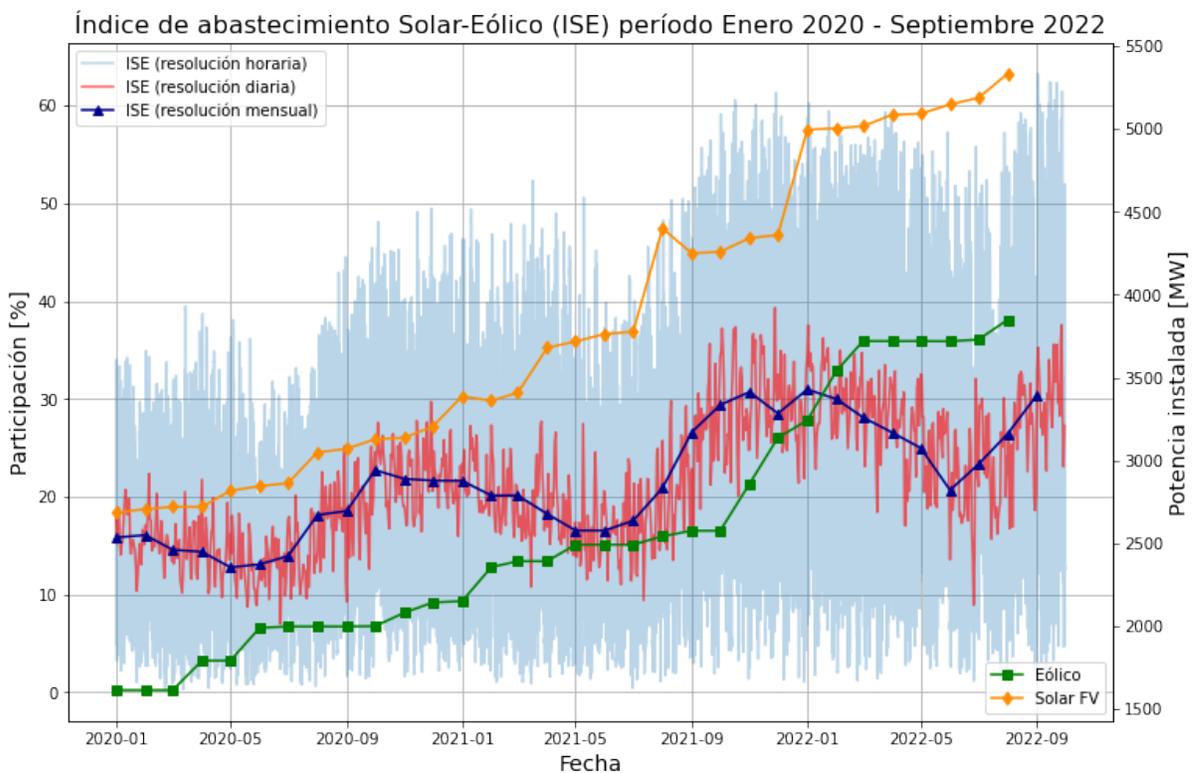


Figura 4.21: Índice de abastecimiento solar-eólico y evolución de potencia instalada ERNC (período Enero 2020 - Septiembre 2022).

4.8. Identificación geográfica de clusters solares y eólicos

La evolución de la geolocalización de los *clusters* que caracterizan los patrones de generación de las centrales solares durante el período estudiado se puede apreciar en la figura 4.22. El número de *clusters* para las centrales solares aumentó desde cuatro a un total de siete durante el transcurso de un año. Esto se debe principalmente a que durante el año 2021 entraron en operación un número importante de centrales solares en diferentes zonas del país, introduciendo consigo comportamientos lo suficientemente diferentes como para que se puedan crear nuevos *clusters* para caracterizar dichos comportamientos.

Para las centrales solares se tiene que los dos nuevos *clusters* aparecen en la zona central del país, dividiendo en tres partes el *cluster* que dominaba a esta zona durante el año 2020. Lo anterior se ve influenciado por el gran número de centrales solares que entraron en operación durante el año 2021 entre las ciudades de Talca y Los Ángeles. Esto acentúa todavía más la característica que la latitud es un factor importante para la generación de las centrales solares si estas no se encuentran en el norte grande o chico del país.

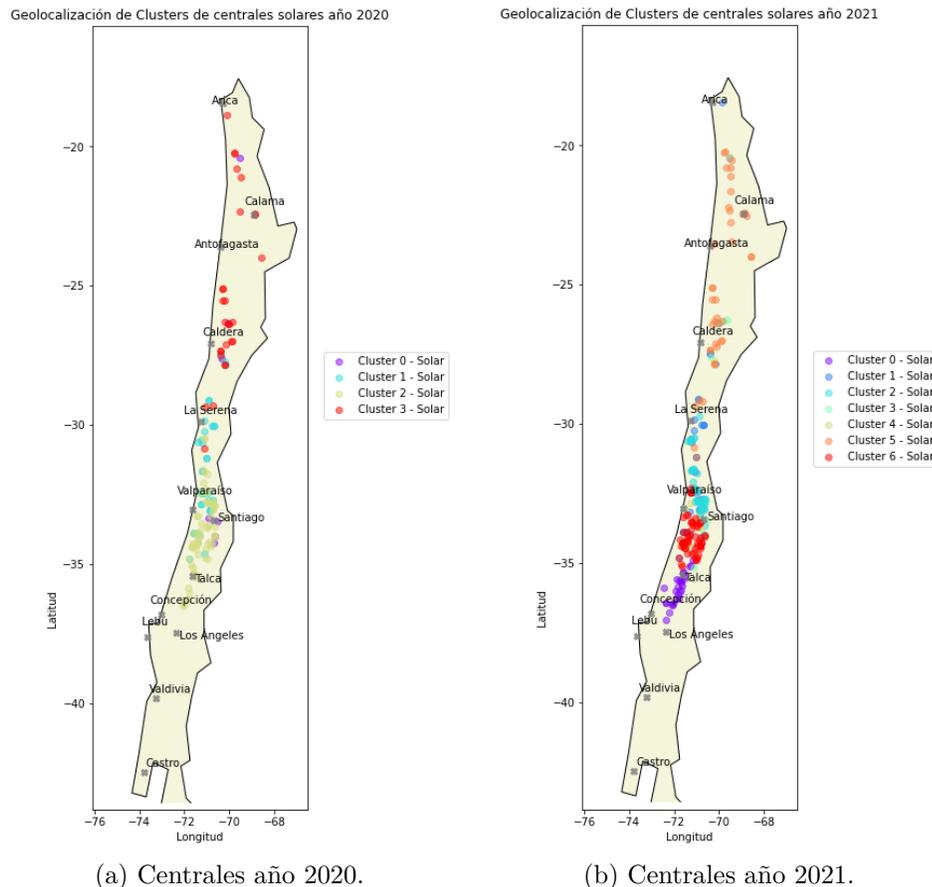


Figura 4.22: Evolución de *clusters* de centrales solares durante el período estudiado.

La evolución de la geolocalización de los *clusters* que caracterizan los patrones de generación de las centrales eólicas durante el período estudiado se puede apreciar en la figura 4.23. En este caso, el número de *clusters* para las centrales eólicas es el mismo para ambos años y estos se suelen ubicar en lugares donde no están concentrados los *clusters* solares, lugares del país donde las centrales eólicas puede maximizar el aprovechamiento del potencial del viento.

Por otro lado, si bien el número de *clusters* eólicos se mantiene, existen algunas centrales que pertenecían a cierto *cluster* durante el año 2020 y ahora pertenecen a otro durante el año 2021, por ejemplo, las centrales que se encuentran al sur de Calama o al norte de Castro. Este comportamiento deja en evidencia la naturaleza variable del recurso eólico, donde para una misma localización se pueden registrar cambios en la disponibilidad del recurso eólico dependiendo de las ventanas de tiempo consideradas.

Con estos resultados y los revisados anteriormente, se pueden confirmar ciertos rasgos de complementariedad espacial no tan solo entre las centrales solares y eólicas, sino que también entre centrales de cada una de estas tecnologías por separado, ya que la disponibilidad de los recursos renovables no es la misma en todo el país.

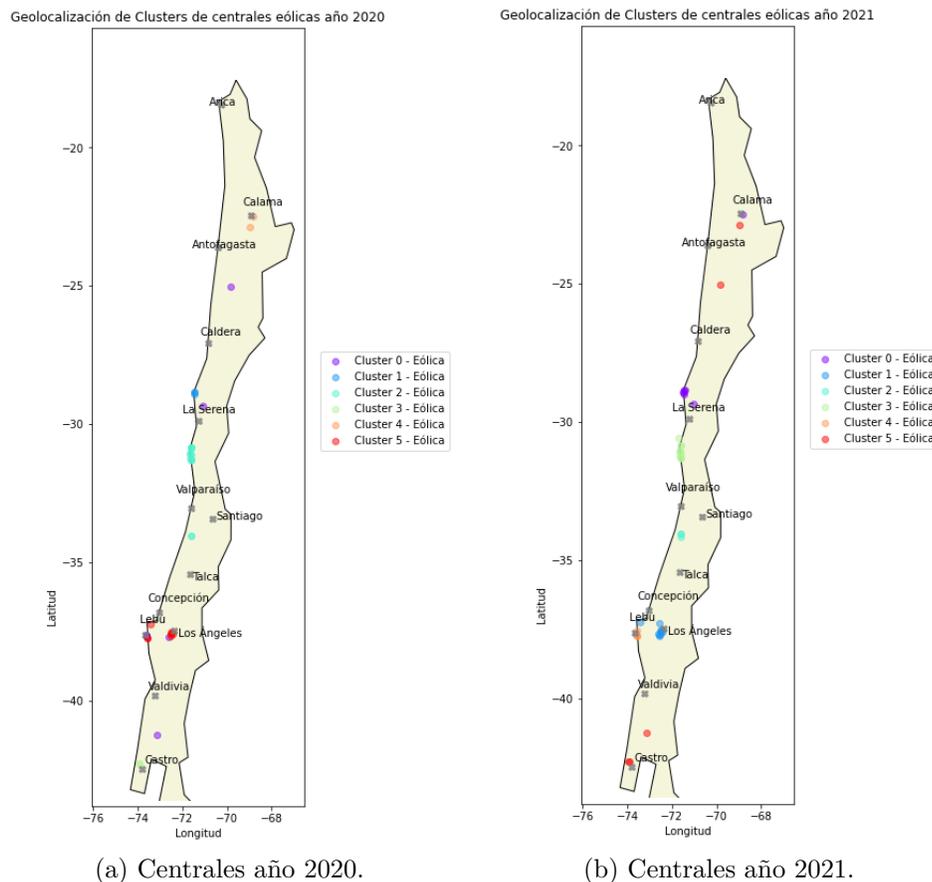


Figura 4.23: Evolución de clusters de centrales eólicas durante el período estudiado.

4.9. Propuesta de mix óptimo

En esta sección se presentan los resultados para la propuesta de mix óptimo ERNC realizada para el año 2035 considerando un escenario de costos medio a menos que se indique lo contrario. En un principio solo se contempla la incorporación de nuevas centrales ERNC al sistema, pero luego también se incorporan nuevos escenarios para evaluar cómo evolucionan los resultados obtenidos a medida que se complejiza cada vez más el modelo. Además, en algunas ocasiones se consideran dos escenarios iniciales, el escenario base denominado “previo”, que incluye en el modelo la potencia instalada ERNC hasta diciembre de 2021 y otro denominado “en verde”, donde el sistema comienza sin ninguna central operativa.

4.9.1. Incorporación de nuevas centrales ERNC

En la tabla 4.4 se presentan los resultados obtenidos para una iteración del modelo donde solo se busca incorporar nuevas centrales solares y eólicas, sin considerar tecnologías BESS, con el objetivo de abastecer la totalidad de la demanda. Estos resultados se presentan en este formato ya que estos se encuentran en escalas bastantes diferentes como para ser comparados de manera gráfica.

Tabla 4.4: Resultados de mix óptimo solo considerando nueva potencia ERNC.

Comienzo ERNC	Nueva potencia instalada solar FV [MW]	Nueva potencia instalada eólica [MW]	Anualidad de costos [MMUSD]
En verde	12.728,01	205.542,70	7.331,26
Previo	9.386,00	203.383,60	7.188,46

El modelo arroja que la nueva potencia instalada eólica debería ser un poco mayor a 200.000 [MW] en ambos casos, valores que multiplican a la potencia solar sugerida por 16 en el caso “en verde” y casi por 22 en el caso “previo”. Al tratarse de una potencia tan grande en comparación a la demanda a pesar de las restricciones impuestas, se tiene que las centrales eólicas tienen un vertimiento de energía exageradamente alto al no tener sistemas de almacenamiento para aprovechar los excesos de generación. Por los motivos mencionados anteriormente, es que este caso queda descartado como una posible propuesta de mix óptimo y se procede a la incorporación de tecnologías BESS en el modelo.

4.9.2. Incorporación de BESS y nuevas centrales

En esta sección se presentan los resultados obtenidos en los casos donde el modelo tiene la opción de considerar diferentes tecnologías BESS de manera separada. Estas tecnologías se caracterizan por tener una capacidad base de 1 [MW] y diferentes duraciones para el almacenamiento, las cuales abarcan un rango desde 1 hora hasta un total de 48 horas. Al ejecutar el modelo, este resuelve la capacidad óptima para las baterías según la duración del almacenamiento.

En la figura 4.24 se pueden apreciar los resultados obtenidos en esta iteración del modelo, donde se tiene que la capacidad en baterías y la duración del almacenamiento se relacionan por una función decreciente. Sin embargo, la pendiente con la que decrece la capacidad en

baterías obtenida no es constante, sino que es mucho mayor para valores menores de almacenamiento, mientras que para valores elevados es cada vez menor.

Este comportamiento se ve principalmente influenciado por la condición inicial del estado de carga de las baterías, donde este corresponde a la mitad de la energía máxima que pueden almacenar. Esto implica que a medida que aumenta la duración del almacenamiento, menor es la capacidad en baterías necesaria para abastecer la misma demanda.

No obstante, aun cuando las baterías tengan una cantidad de energía inicial mayor, estas no se pueden descargar a una tasa mayor que las otras tecnologías consideradas, por lo que el modelo opta por una capacidad en baterías que cada vez se acerque más a la demanda que las centrales eólicas y solares no son capaces de abastecer en conjunto, lo que está fuertemente influenciado por la demanda durante las noches, horario donde la generación solar es nula.

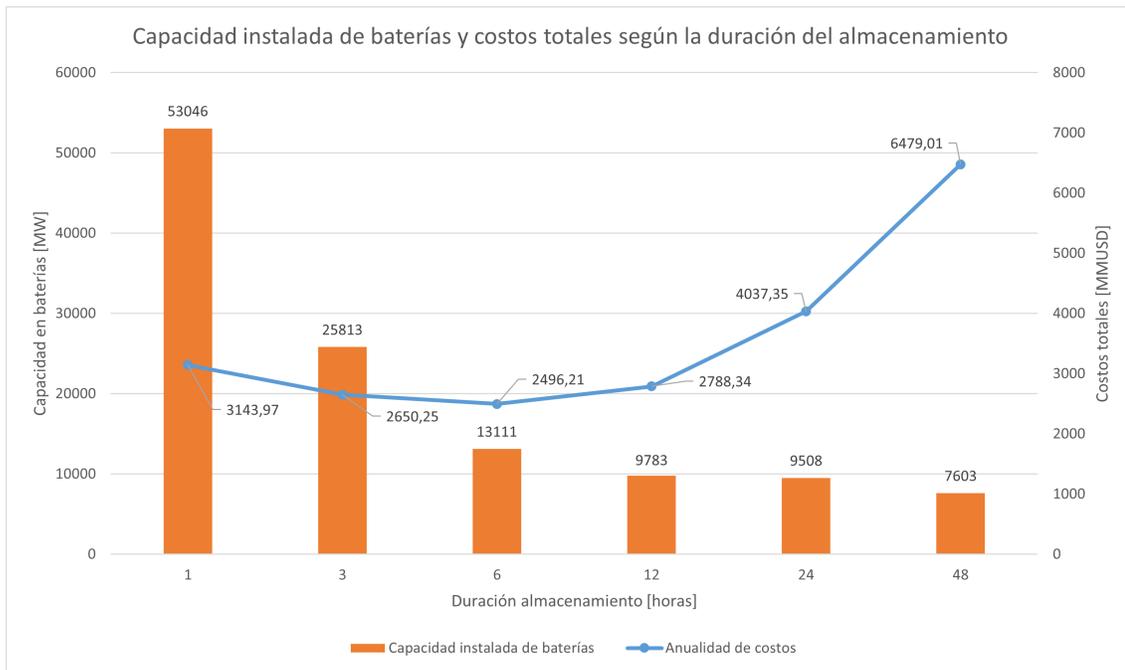


Figura 4.24: Capacidad instalada de baterías y costos totales de inversión según la duración del almacenamiento.

En cuanto a cuál es la tecnología que es capaz de minimizar los costos de inversión y operación del sistema, este resultado se tiene al observar la curva de costos de la figura 4.24. A partir de esta curva, se tiene que con un costo anual de 2.496,21 [MMUSD], la tecnología BESS con almacenamiento para 6 horas es la alternativa más atractiva con una capacidad de 13.111 [MW].

Por otro lado, en la figura 4.25 se puede apreciar la potencia de tecnologías ERNC que complementaría a la capacidad en baterías revisada anteriormente. En primer lugar, se puede notar que la potencia ERNC no sigue la misma tendencia de decrecimiento como las baterías, sino que esta puede llegar a crecer dependiendo de la duración del almacenamiento considerada.

La energía eólica se presenta como el principal candidato a dominar la matriz energética en la mayoría de los casos, llegando a obtenerse valores que son bastante mayores en comparación a los de la potencia solar sugerida por el modelo. A pesar de ello, se tiene que para duraciones de almacenamiento de 12 y 24 horas, la tecnología solar cobra más importancia, solo para ser superada nuevamente por la tecnología eólica si se considera un almacenamiento para 48 horas.

Otra variable importante por revisar es el vertimiento de energía asociado a cada tecnología ERNC. Este se calcula como la diferencia entre la energía máxima que pudieron haber aportado las centrales según su potencia instalada y el despacho resultante de la ejecución del modelo. De este se tiene que el vertimiento de la energía eólica es mucho mayor que el solar, esto debido a que la generación de esta última es la que se aprovecha en mayor medida para cargar las baterías del sistema. Con este resultado también se hace más evidente que el modelo prefiere una sobre instalación de tecnologías ERNC para abastecer la demanda, tal como ocurre en la realidad del Sistema Eléctrico Nacional.

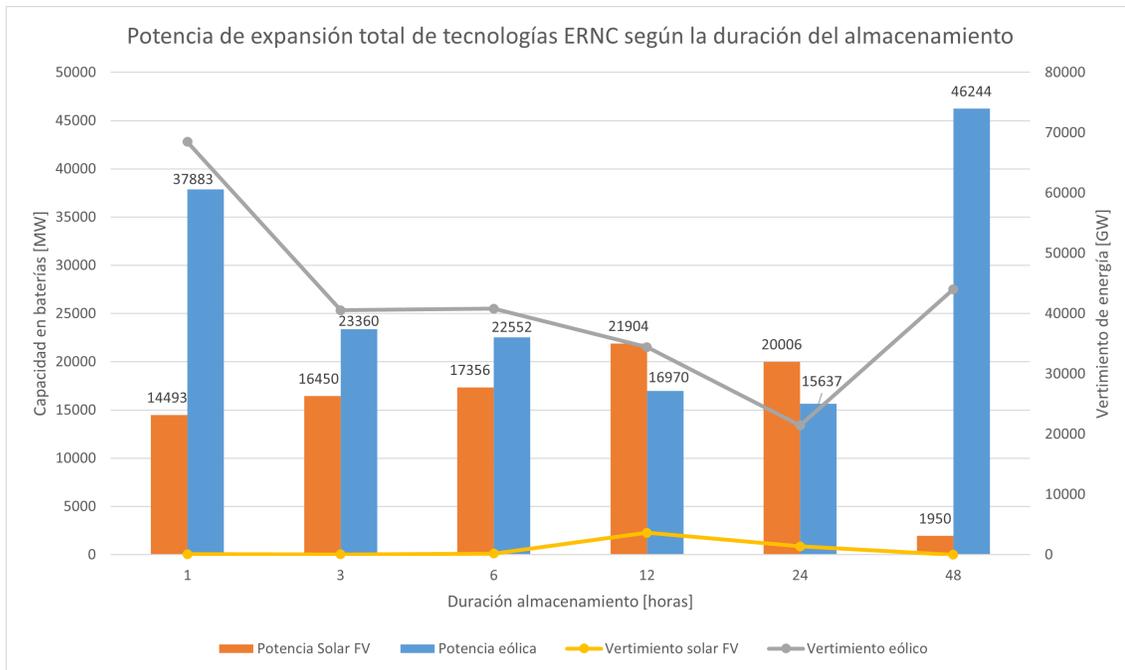


Figura 4.25: Potencia de expansión de tecnologías ERNC según la duración del almacenamiento.

A pesar de los resultados expuestos anteriormente, no se puede descartar que el óptimo pueda encontrarse en el rango entre una duración de almacenamiento de 6 y 12 horas, razón por la que se realizaron nuevas iteraciones del modelo con el fin de esclarecer si el óptimo se encuentra dentro del rango mencionado anteriormente. Los resultados de estas nuevas iteraciones se exponen en la figura 4.26.

Estas nuevas iteraciones evidencian que existe otra alternativa más conveniente en términos de costos si solo se desea incorporar una tecnología BESS al sistema, la cual corresponde a una capacidad de 10.133 [MW] para duración de almacenamiento para 8 horas. Esta tecnología BESS se vería complementada por una potencia instalada solar y eólica de 19.029 [MW] y 21.094 [MW] respectivamente.

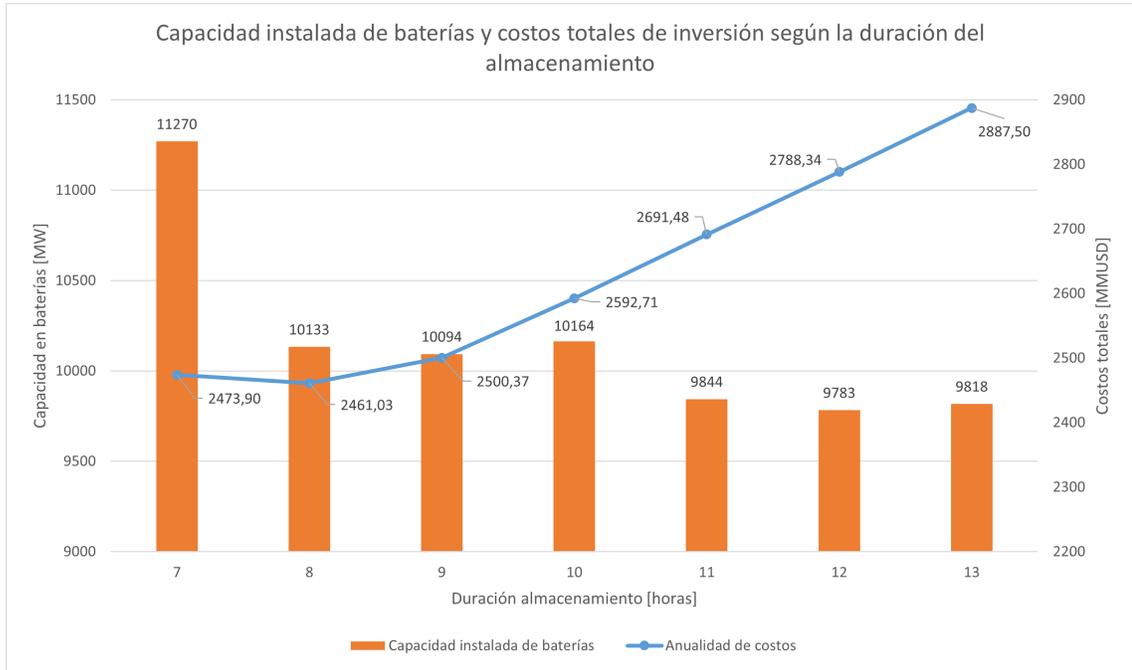


Figura 4.26: Capacidad instalada de baterías y costos totales según la duración del almacenamiento (entre 7 y 13 horas).

En la figura 4.27 se puede apreciar el promedio horario del despacho en el sistema al considerar la propuesta de mix ERNC presentada anteriormente. Lo que más llama la atención a primera vista es que el despacho solar durante el día supera con creces la demanda real del sistema, esto porque las baterías se cargan utilizando la generación solar gracias a su gran disponibilidad durante el día y su menor costo de operación en comparación a la generación eólica.

La energía almacenada por las baterías durante el día no es desaprovechada, ya que esta es despachada al sistema entre las 18 y las 8 horas, período de tiempo donde la generación solar no puede estar presente pero la generación eólica sí. Por otro lado, se tiene que la generación eólica abastece aproximadamente la mitad de la demanda durante las horas de la noche, mientras que entre las 8 y 19 horas ésta también se encuentra inyectando energía al sistema, pero en proporciones mucho menores.

También se tiene que para el final del período considerado (diciembre de 2035), las baterías terminan con el mismo estado de carga que tenían al comienzo de la optimización, es decir, la mitad de su capacidad total. La finalidad de esto es que el sistema pueda disponer de energía almacenada para abastecer la demanda futura.

No obstante, un caso interesante sería considerar múltiples tecnologías BESS dentro del sistema y determinar si existe una combinación de éstas que logre abastecer la demanda del sistema, pero a un costo menor. El caso mencionado anteriormente se revisa en la siguiente sección.

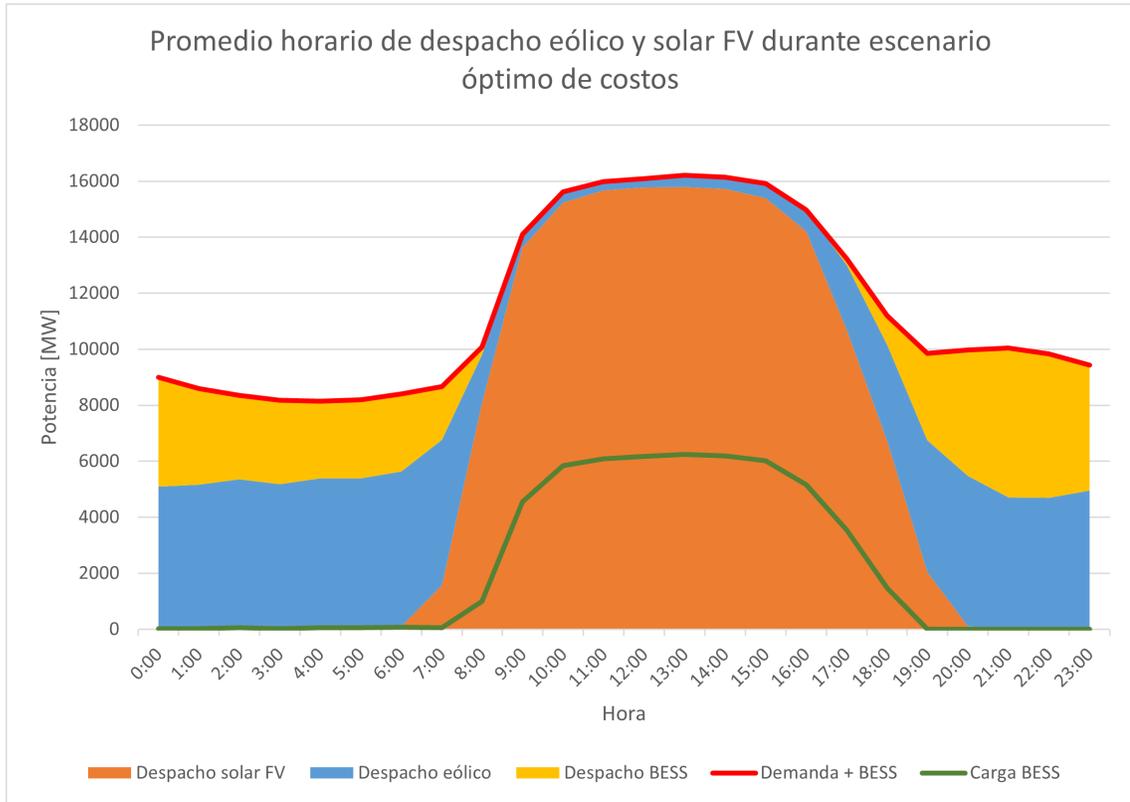


Figura 4.27: Promedio horario de despacho del sistema durante escenario óptimo de costos.

4.9.3. Competencia de tecnologías BESS

A continuación se presentan los resultados obtenidos al hacer que compitan en el modelo todas las tecnologías BESS consideradas anteriormente, al mismo tiempo que se evalúan las diferencias que se pueden presentar al considerar diferentes escenarios de costos. En las figuras 4.28, 4.29 y la tabla 4.5 se presentan los resultados de esta competencia para los casos “previo” y “en verde”, donde se tiene que una combinación entre una duración de almacenamiento de 3, 6, 8 y 12 horas logra disminuir los costos totales de sistema, dependiendo del escenario de costos considerado.

En particular, al considerar el escenario de costos medio de la figura 4.28, se tiene que la combinación de tecnologías BESS logra disminuir la anualidad de los costos en 1,77 [MMUSD] y reducir la capacidad total en baterías en 9 [MW], esto respecto al caso donde solo se tiene la opción de almacenamiento para 8 horas.

En el caso de un escenario de costos alto, se privilegia disminuir la capacidad en baterías y de energía solar en virtud de aumentar la potencia instalada eólica, esto gracias a la gran diferencia de costos de inversión entre nueva capacidad de almacenamiento para 8 horas y nuevas centrales solares o eólicas. Por otro lado, en un escenario de costos bajo se tiene que casi todas las potencias sugeridas son nulas, a excepción de las baterías con una duración de almacenamiento para 8 horas, cuya capacidad aumenta y se ve complementada por 65 [MW] de almacenamiento para 12 horas.

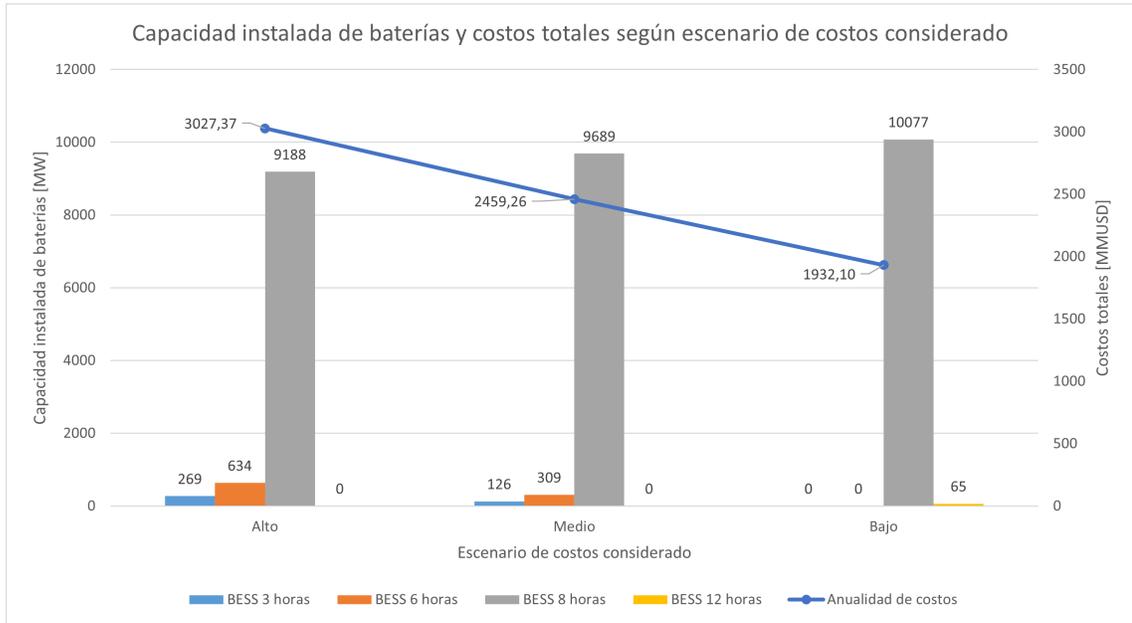


Figura 4.28: Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (caso "previo").

Al comparar los resultados del caso "en verde" de la figura 4.29 con los obtenidos para el caso "previo" de la figura 4.28, se tiene que el escenario de costos bajo no presenta mayores diferencias en la capacidad de las baterías. Sin embargo, para el resto de los escenarios se obtiene una capacidad total de baterías levemente mayor en comparación al caso "previo", donde en el escenario de costos medio se privilegia casi toda la capacidad a una duración de almacenamiento para 8 horas.

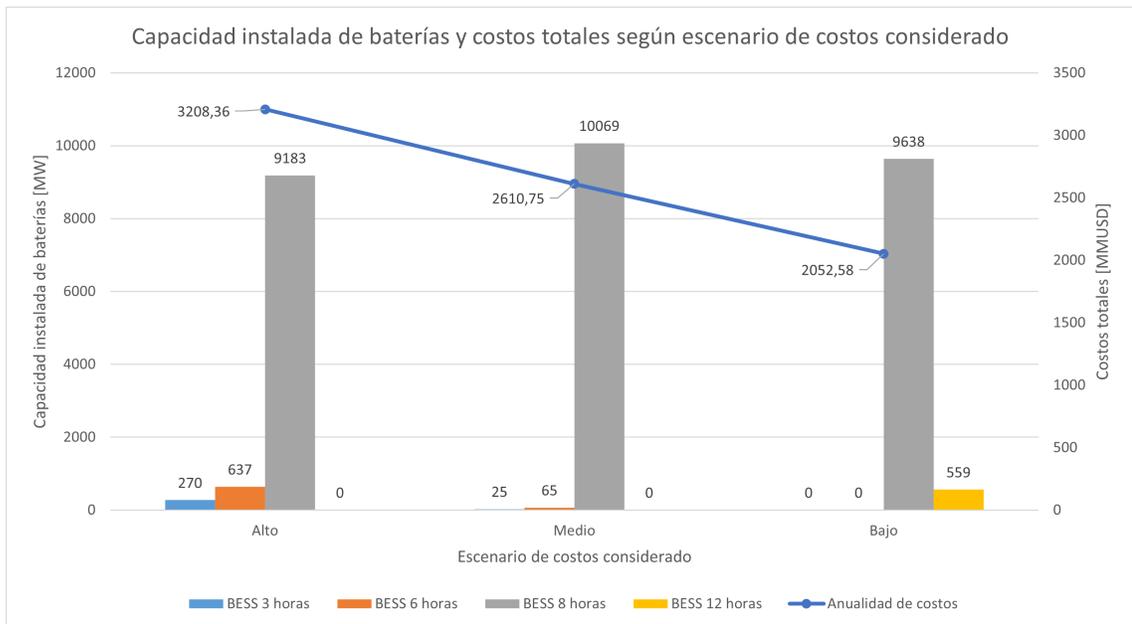


Figura 4.29: Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (caso "en verde").

En la tabla 4.5 se puede notar que en la gran mayoría de los casos la generación eólica es la dominante en el sistema, a excepción del caso “en verde” al considerar un escenario de costos bajo. Aunque naturalmente en el caso “en verde” se obtenga una potencia instalada mayor para ambas tecnologías, se tiene que el incremento desde el caso “previo” es menor a la potencia instalada base utilizada para la optimización según lo expuesto en la figura 4.4.

Tabla 4.5: Potencia de expansión de tecnologías ERNC según el escenario de costos considerado.

Comienzo ERNC	Escenario de costos	Nueva potencia instalada solar FV[MW]	Nueva potencia instalada eólica [MW]
En verde	Bajo	22.938,92	22.498,87
	Medio	21.149,25	24.133,43
	Alto	20.154,03	25.564,73
Previo	Bajo	19.425,72	20.826,00
	Medio	18.177,87	21.842,40
	Alto	17.021,22	22.881,54

Lo anterior implica que cambios en los costos de inversión esperados afectan los resultados en la propuesta de mix óptimo, pero su efecto no es tan desequilibrante entre un escenario u otro, por lo que siempre se podrá tener un margen de reacción si la evolución de los costos toma un rumbo diferente a las proyecciones realizadas hasta el momento.

Otro detalle importante por revisar es como la potencia instalada para cada tecnología presentada en la tabla 4.5 se distribuye en Chile. Para ello, se decide delimitar el territorio del país en 12 zonas como se muestra en la tabla 4.6, donde cada zona se encuentra caracterizada por los perfiles de generación de la energía eólica y solar de las regiones que abarcan.

Tabla 4.6: Delimitaciones para las zonas del territorio del país.

Límites de latitud	Zona litoral	Depresión intermedia	Zona cordillerana
Arica - Caldera	Zona 1	Zona 2	Zona 3
Caldera - Santiago	Zona 4	Zona 5	Zona 6
Santiago - Valdivia	Zona 7	Zona 8	Zona 9
Valdivia - Castro	Zona 10	Zona 11	Zona 12

En la figura 4.30 se expone la distribución de las nuevas centrales ERNC para el caso “previo” considerando un escenario de costos medio, donde la generación solar se concentra en la zona cordillerana, tanto en el norte grande (zona 3) como en el centro (zona 9). Por otro lado, la generación eólica se concentra principalmente en el norte grande (zonas 2 y 3), pero también se encuentra presente en el litoral y la depresión intermedia del centro (zonas 7 y 8) y sur del país (zonas 10 y 11).

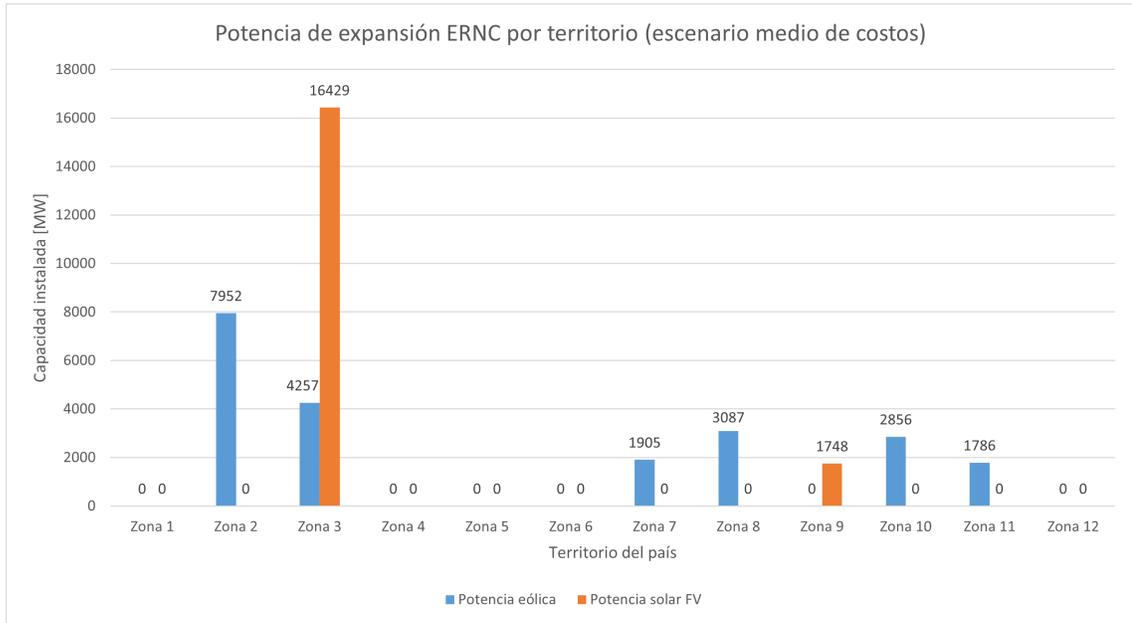


Figura 4.30: Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (caso “previo”).

Al contrastar lo anterior con la distribución para el caso “en verde” de la figura 4.29, se tiene que las centrales ERNC se concentran en las mismas zonas, con la particularidad que en el norte del país la potencia instalada para ambas tecnologías es mayor, mientras que en el centro-sur del país esta es menor, a excepción de las zonas 7 y 11. La principal diferencia recae en que para este caso el modelo incorpora un poco más de 1.000 [MW] de generación eólica en el litoral del norte chico del país (zona 4), acción que el modelo no encuentra necesaria para el caso “previo”.

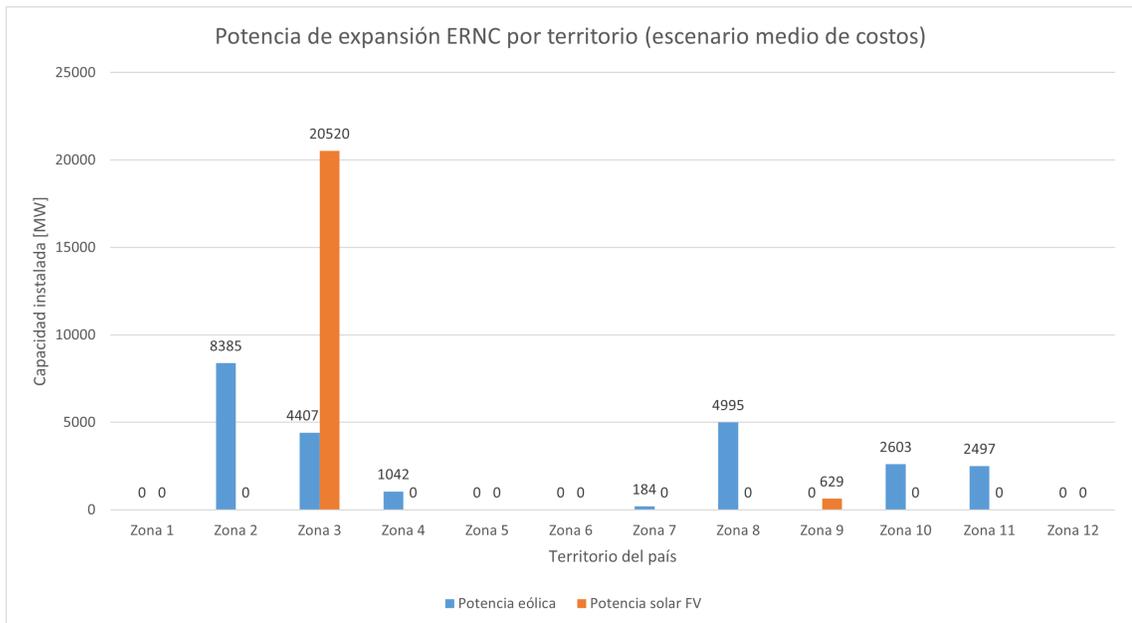


Figura 4.31: Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (caso “en verde”).

En los casos revisados, que la tecnología eólica se imponga por sobre la solar tiene sentido gracias a los resultados que se pudieron apreciar en la sección 4.6, donde a pesar que la generación solar es la que presenta mayor correlación con la demanda, la generación eólica tiene un peso importante en el modelo gracias a que se encuentra presente durante todas las horas del día. La inclusión de sistemas de almacenamiento ayuda a mejorar la complementariedad entre ambos recursos gracias a su capacidad para desplazar bloques de energía solar, lo que ha impulsado que la distribución de la potencia instalada sea de aproximadamente 55 % para el recurso eólico y 45 % para el solar.

Por último, es necesario repasar el desempeño económico del modelo para determinar si es posible costear toda la nueva potencia instalada que entraría en operación en el SEN. A tal efecto, se calcula para cada hora el indicador de mercado conocido como costo marginal de corto plazo, el cual permite cuantificar el costo de suministrar una unidad de energía adicional al sistema.

Luego, para obtener los ingresos que provienen netamente de la operación del sistema, se multiplican los costos marginales (Cmg) calculados con la demanda que le corresponde según la hora del año. Al sumar todos los valores para cada escenario se obtienen los resultados presentados en la tabla 4.7.

Tabla 4.7: Comparación entre ingresos por costos marginales y anualidad de costos.

Comienzo ERNC	Escenario de costos	Ingresos por Cmg [MMUSD]	Anualidad de costos [MMUSD]
En verde	Bajo	2052,58	2052,58
	Medio	2610,75	2610,75
	Alto	3208,36	3208,36
Previo	Bajo	2044,50	1932,10
	Medio	2604,56	2459,25
	Alto	3208,34	3027,36

De estos resultados se tiene que la expansión del sistema es sostenible para ambos casos, alcanzando a cubrir la anualidad de costos. Sin embargo, para el caso “previo” existe un excedente de beneficios, esto ya que en el sistema se encuentran operando las centrales antiguas, y como estas ya se consideran amortizadas para efectos del modelo, se tiene que estas generan ingresos sin que les corresponda el pago de la anualidad.

4.9.4. Costos variables nulos

A continuación se presentan los resultados obtenidos al repetir las condiciones de la sección anterior para el caso “previo”, con la diferencia que ahora se considera que las centrales renovables tienen costos variables no combustibles nulos. Esto permite que el resultado de la optimización dependa un poco más de la disponibilidad de los recursos renovables en lugar de las variables económicas.

En la figura 4.32 se puede apreciar que la combinación de tecnologías BESS óptima se mantiene, pero las capacidades de las baterías presentan variaciones. En especial, la capacidad de las baterías con un almacenamiento para 8 horas disminuye en todos los escenarios de costos, lo cual se ve compensado con un aumento en la capacidad de las otras tecnologías BESS, sobre todo en el escenario de costos bajo, donde ahora se incorporan baterías con almacenamiento para 3 y 6 horas.

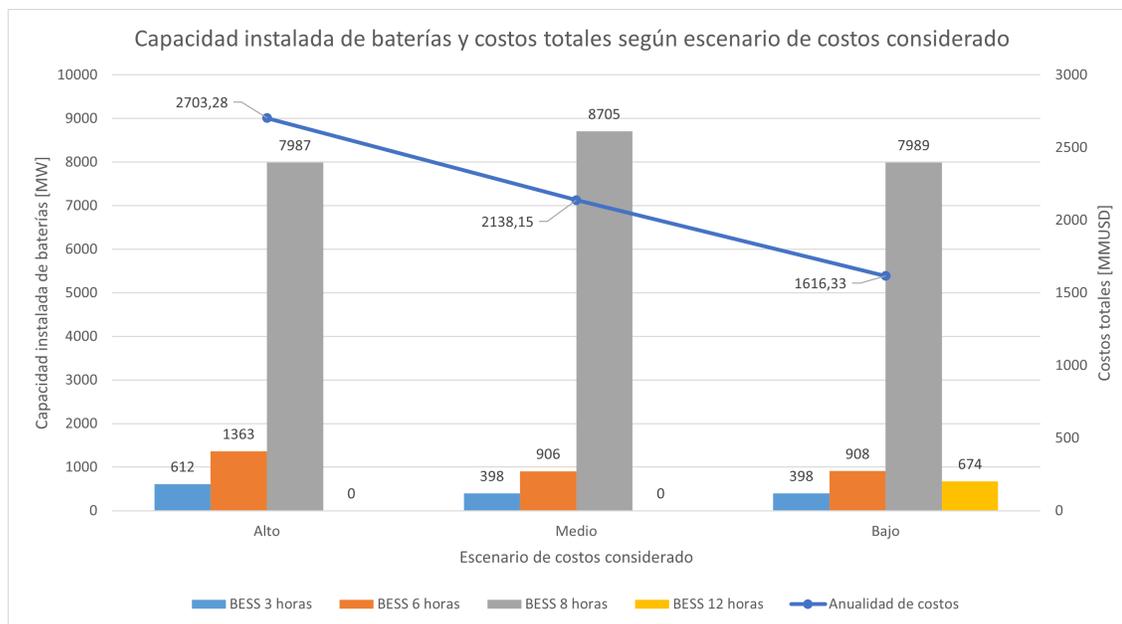


Figura 4.32: Capacidad instalada de baterías y costos totales según el escenario de costos considerado (costos variables nulos).

Por otro lado, en la figura 4.33 se puede notar que la distribución de las centrales ERNC se realiza en las mismas zonas revisadas anteriormente, con la diferencia que la generación eólica se ve ampliamente beneficiada al considerar a los costos variables como nulos, ya que estos son 3,5 veces mayores a los de la generación solar. Lo anterior se traduce en que la diferencia de potencia instalada entre ambas tecnologías se acrecienta todavía más, llegando a 25.656 [MW] en el caso de las centrales eólicas y a 13.195 [MW] para las centrales solares.

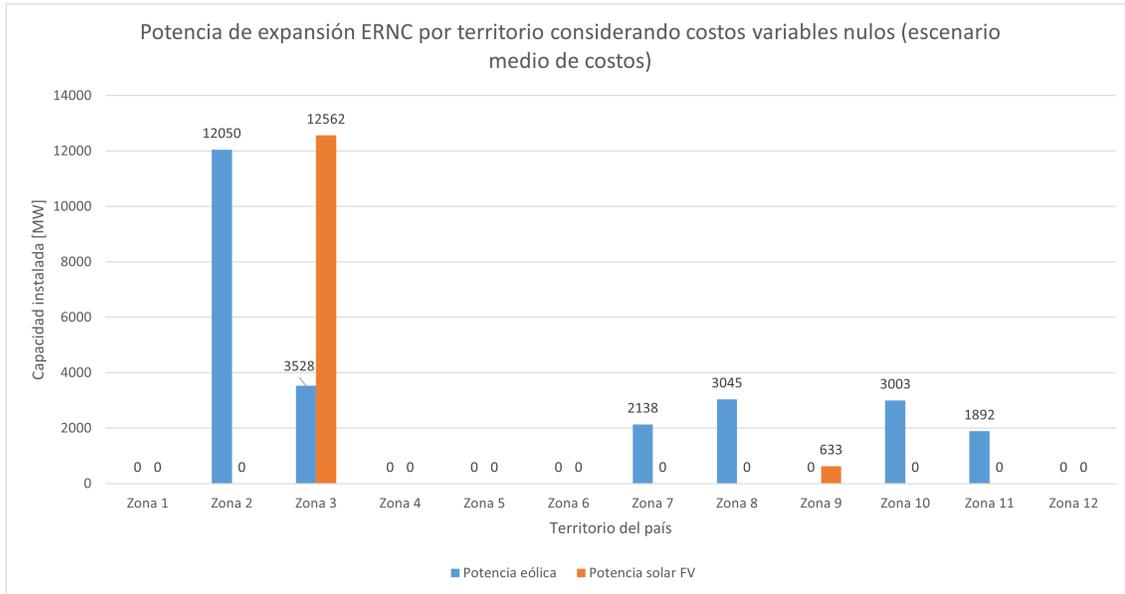


Figura 4.33: Potencia de expansión de tecnologías ERNC por territorio del país (costos variables nulos).

4.9.5. Incorporación de reservas

En esta sección se presentan los resultados obtenidos al incorporar la restricción de reservas en el modelo. La exigencia de reservas inicial considerada es de un 20 %, lo que se traduce en que las centrales renovables y las tecnologías BESS no tan solo deben ser capaces de abastecer la demanda del sistema, sino que también de disponer de una capacidad adicional igual al 20 % de la demanda en cada instante de tiempo.

A partir de dicho porcentaje inicial de reservas, el modelo se ejecuta nuevamente al mismo tiempo que se incrementa el valor de reservas necesarias en un 2,5 % para estudiar la evolución de los resultados para diferentes requerimientos de reservas. En la figura 4.34 se presentan los resultados al incorporar diferentes porcentajes de reservas en el modelo, donde se tiene que un mix de tecnologías BESS con una duración de almacenamiento de 1, 3, 6 y 8 horas logran minimizar los costos totales mientras se respeta la restricción para las reservas.

A medida que aumenta el requerimiento de reservas, la capacidad para cada tecnología BESS varía, pero no en la misma proporción, ya que las tecnologías con almacenamiento hasta 6 horas aumentan su capacidad a una mayor tasa en comparación a como esta va disminuyendo en el caso de almacenamiento para 8 horas. Esto ocurre para lograr satisfacer el nuevo requerimiento de reservas al mismo tiempo que se minimiza el incremento de los costos, prefiriendo la disponibilidad inmediata de potencia más que una mayor cantidad de energía almacenada.

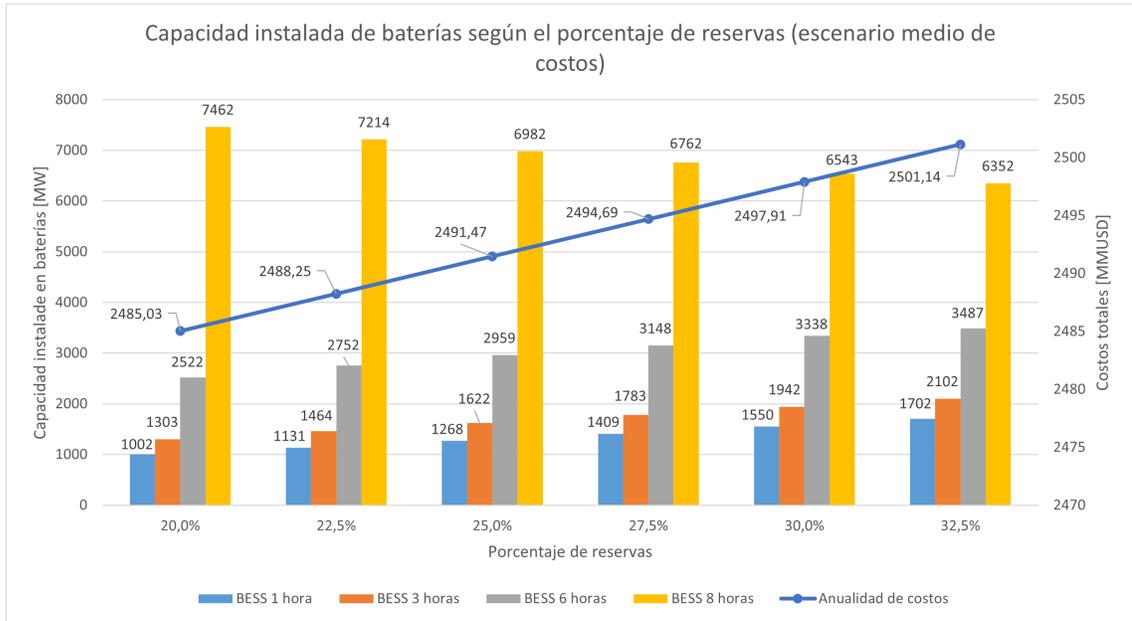


Figura 4.34: Capacidad instalada de baterías y costos totales según el porcentaje de reservas considerado.

Por otra parte, la nueva potencia instalada ERNC que arroja el modelo exhibe un comportamiento completamente diferente. A diferencia de las baterías, se tiene que la potencia de ambas tecnologías se mantiene constante aun cuando la exigencia de reservas vaya aumentando, obteniéndose un valor de 21.842 [MW] para la generación eólica y de 18.178 [MW] para la generación solar.

Gracias a este resultado se puede entrever que la potencia instalada en centrales eólicas y solares no tienen un rol tan importante al momento de planificar el sistema en términos de requerimientos de reservas, pero la complementariedad que poseen estas tecnologías si es fundamental para disponer de la energía necesaria para que las tecnologías BESS puedan contribuir en este apartado.

Capítulo 5

Conclusiones y trabajo futuro

Este trabajo de título tuvo el objetivo de verificar el potencial de complementariedad existente entre las tecnologías de generación solar y eólica en el Sistema Eléctrico Nacional, esto para el bienio 2020-2021. Los resultados obtenidos en este trabajo han permitido recopilar la evidencia necesaria para poder verificar que existe una complementariedad importante entre los recursos solares y eólicos, donde gracias a tener estadísticas de dos años de la operación del SEN, esta se puede declarar como una tendencia que no ha perdido fuerza en el último año.

Uno de los principales ejes en el que se sostiene el estudio realizado es la utilización de una base de datos compuesta por información real de la operación del SEN. Esto permite tener la ventaja que la complementariedad entre las tecnologías renovables ya viene implícita en los mismos datos, donde las estadísticas y resultados presentados son solo un medio para facilitar la comprensión e interpretación de este fenómeno.

El comportamiento de los recursos renovables estudiados se mantiene relativamente similar al pasar de un año al otro, pero dado al crecimiento de la potencia instalada se tiene que el porcentaje de participación de estas tecnologías para abastecer la demanda ha aumentado en el período estudiado a una tasa de aproximadamente 5% anual, lo cual queda evidenciado con el crecimiento del índice de abastecimiento Solar-Eólico.

Respecto a las matrices de correlación, se tiene que éstas son una buena herramienta para cuantificar la complementariedad existente entre las energías renovables al estudiar la correlación existente entre las curvas características de estos recursos y la demanda. En particular, se tiene que la generación conjunta presenta los mayores niveles de sincronismo con la demanda, mientras que los meses de otoño son los que presentan menores grados de complementariedad entre la generación solar y eólica.

Sin embargo, esta herramienta tiene limitaciones importantes. Aun cuando estas son útiles para obtener una noción de cómo se relacionan los recursos renovables y la demanda en términos de variabilidad, esta no implica causalidad. Como los datos de entrada están dados por la operación del SEN, el origen de la variabilidad no puede ser resuelto únicamente con recursos matemáticos, sino que se requeriría revisar otras condicionantes como la climatología del país. Además, estas solo pueden capturar relaciones lineales entre las variables, por lo que se podrían estudiar otras técnicas de análisis estadístico o de *Machine Learning* para extraer correlaciones no lineales entre las variables involucradas.

En cuanto a los resultados de la propuesta de mix óptimo, un escenario donde sólo se expande el sistema con las tecnologías solar y eólica no es factible, ya que se obtienen costos muy elevados al anteponerse la energía eólica gracias a que tiene presencia durante todas las horas del día, aun cuando su potencial de generación sea menor que el del recurso solar. Por otro lado, al incorporar almacenamiento en la propuesta se privilegia enormemente la tecnología solar fotovoltaica por sus grandes niveles de generación durante el día, los cuales ahora se pueden desplazar a las horas punta de la demanda y la noche.

A pesar de lo anterior, estos resultados toman en cuenta el abastecimiento de la demanda para un período en concreto, sin una proyección al futuro, por lo que, si bien la propuesta de mix óptimo entrega resultados satisfactorios para el período estudiado, eso no es sinónimo que en el futuro la misma combinación de tecnologías pueda entregar los mismos resultados.

Además, si bien los sistemas de almacenamiento tienen un costo elevado y las proyecciones indican que, en promedio, estos no sufrirán una caída importante en precio, se siguen manteniendo como una alternativa competitiva gracias a sus aplicaciones tales como la prestación de SSCC y la posibilidad de desplazar bloques de energía. Asimismo, las barreras económicas no son el único impedimento para la transición a sistemas cada vez más renovables, sino que también se debe avanzar en otros aspectos como regulatorios o sociales.

Respecto al trabajo futuro, una variable que puede afectar de manera importante los resultados obtenidos es la incorporación del resto de las tecnologías de generación renovables, tales como los recursos hídricos, geotérmicos y la bioenergía. Las centrales que aprovechan estos recursos componen un porcentaje no menor de la matriz nacional de generación y también aportan medios de almacenamiento de energía si se tienen en cuenta a las centrales hidroeléctricas de embalse.

Por otro lado, queda como misión incluir la geolocalización de tanto la generación como la demanda del sistema en la propuesta de mix óptimo, esto con el fin de considerar en la optimización en que lugares del país existen concentraciones de estas variables. En relación con lo anterior, también surge la necesidad de incorporar la influencia del sistema de transmisión, de forma de visualizar en que regiones del país se debe ubicar la nueva potencia instalada y como las capacidades de las líneas se deberían expandir para evitar posibles congestiones.

Por último, para que el crecimiento de esta línea de investigación pueda continuar en el futuro, se pone a disposición el material utilizado para obtener los resultados de este trabajo de título en un repositorio público de GitHub², con el fin que cualquier persona que lo desee pueda consultar y realizar las modificaciones que consideren pertinentes.

² [Códigos y modelo del trabajo de título](#)

Bibliografía

- [1] Bloomberg New Energy Finance, “New Energy Finance Climatescope.” <https://global-climatescope.org/markets/cl/>, Dic. 2021.
- [2] Risso, A., Beluco, A., y de Cássia Rita de, R., “Qualitative evaluation of spatial complementarity between renewable energy resources with complementarity roses,” *MethodsX*, vol. 6, pp. 800–804, 2019, [doi:10.1016/j.mex.2019.04.005](https://doi.org/10.1016/j.mex.2019.04.005).
- [3] Jurasz, J., Canales, F. A., Kies, A., Guezgouz, M., y Beluco, A., “A review on the complementarity of renewable energy sources: Concept, metrics, application and future research directions,” *Solar Energy*, vol. 195, pp. 703–724, 2020, [doi:10.1016/j.solener.2019.11.087](https://doi.org/10.1016/j.solener.2019.11.087).
- [4] Jurasz, J., Wdowikowski, M., Kaźmierczak, B., y Dabek, P., “Temporal and spatial complementarity of wind and solar resources in Lower Silesia (Poland),” *E3S Web of Conferences*, vol. 22, 2017, [doi:10.1051/e3sconf/20172200074](https://doi.org/10.1051/e3sconf/20172200074).
- [5] Huang, K., Luo, P., Liu, P., KIM, J. S., Wang, Y., Xu, W., Li, H., y Gong, Y., “Improving complementarity of a hybrid renewable energy system to meet load demand by using hydropower regulation ability,” *Energy*, vol. 248, 2022, [doi:10.1016/j.energy.2022.123535](https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.123535).
- [6] Schober, P. y Schwarte, L. A., “Correlation coefficients: Appropriate use and interpretation,” *Anesthesia and Analgesia*, vol. 126, pp. 1763–1768, 2018, [doi:10.1213/ANE.00000000002864](https://doi.org/10.1213/ANE.00000000002864).
- [7] Boicea, V. A., “Energy storage technologies: The past and the present,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 11, pp. 1777–1794, 2014.
- [8] Lawder, M. T., Suthar, B., Northrop, P. W. C., De, S., Hoff, C. M., Leitermann, O., Crow, M. L., Santhanagopalan, S., y Subramanian, V. R., “Battery energy storage system (bess) and battery management system (bms) for grid-scale applications,” *Proceedings of the IEEE*, vol. 102, no. 6, pp. 1014–1030, 2014.
- [9] Burgos, C., “Estimación del estado de carga para un banco de baterías basada en modelación difusa y filtro extendido de kalman,” *Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico*, Departamento de Ingeniería Eléctrica, FCFM, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2013.
- [10] Ministerio de Energía, “Aprueba reglamento de servicios complementarios a los que se refiere el artículo 72º-7 de la Ley General de Servicios Eléctricos,” 2017, <https://www.bcn.cl/leychile/navegar?idNorma=1129970&idParte=10010150&idVersion=2020-01-01>.
- [11] Comisión Nacional de Energía, “Norma Técnica de Servicios Complementarios,” 2019, <https://www.cne.cl/wp-content/uploads/2020/05/NT-SSCC.pdf>.

- [12] Ministerio de Energía, “Estrategia de flexibilidad para el sistema eléctrico nacional. El camino hacia un sistema eléctrico sostenible,” 2020, https://www.energia.gob.cl/sites/default/files/estrategia_de_flexibilidad.pdf.
- [13] Michels, S., Ávila, T., Ortiz, G., y Milan, N., “Demonstration of Ancillary Service Provision Capabilities of Photovoltaic Power Plants: Study Case Luz del Norte,” 2019, <https://cem12mi6chile.com/cms/wp-content/uploads/2021/05/Ancillary\%20Service\%20Report.pdf>.
- [14] Wiklund, H., “The potential of wind power on the Swedish ancillary service markets,” 2021, <https://kth.diva-portal.org/smash/record.jsf?pid=diva2\%3A1543243&dswid=-9954>.
- [15] Hu, Y., Armada, M., y Sánchez, M. J., “Potential utilization of battery energy storage systems (bess) in the major european electricity markets,” *Applied Energy*, vol. 322, p. 119512, 2022.
- [16] Osses, M., “Estudio del potencial de complementariedad existente en la producción de energía eléctrica mediante fuentes renovables en Chile,” Memoria para optar al título de Ingeniero Civil Eléctrico, Departamento de Ingeniería Eléctrica, FCFM, Universidad de Chile, Santiago, Chile, 2022.